

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин при высокой обводненности на Советском нефтяном месторождении (Томская область)</b> <b>УДК 622.276.58.054(571.16)</b>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Терпинская Виктория Вячеславовна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			

### Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Терпинской Виктории Вячеславовне

Тема работы:

<b>Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин при высокой обводненности на Советском нефтяном месторождении (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020 г.
--	---------------

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической и геофизической информации по Советскому нефтяному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	1.1 Геологическое строение месторождения и залежей 1.1.1 Геолого-геофизическая изученность 1.1.2 Литолого-стратиграфический разрез 1.1.3 Тектоника 1.1.4 Нефтеносность

	<p>1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов</p> <p>1.2.1 Характеристика продуктивных коллекторов по керновым данным</p> <p>1.2.2 Определение коэффициента вытеснения нефти</p> <p>1.2.3 Фазовые проницаемости</p> <p>1.3 Свойства и состав пластовых флюидов</p> <p>1.3.1 Свойства и состав нефти и растворенного газа</p> <p>1.3.2 Физико-химические свойства пластовых вод</p> <p>1.4 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов</p> <p>1.5 Запасы углеводородов</p> <p>2.1 Анализ геолого-технических условий месторождения</p> <p>2.2 Анализ эффективности эксплуатационного фонда скважин</p> <p>2.3 Техничко-экономическое обоснование выбора способа эксплуатации</p> <p>3.1 Анализ причин отказов механизированного фонда</p> <p>3.2 Осложнения при эксплуатации механизированного фонда</p> <p>3.2.1 Солеотложение</p> <p>3.2.2 Асфальтосмолопарафиновые отложения</p> <p>3.2.3 Механические примеси</p> <p>3.2.4 Коррозионная агрессивность</p> <p>3.2.5 Эрозионная агрессивность</p> <p>3.3 Инженерный расчет УЭЦН для скважины № 311 Советского нефтяного месторождения</p> <p>4.1 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат</p> <p>4.2 Анализ налоговой нагрузки</p> <p>5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <p>5.2 Производственная безопасность</p> <p>5.3 Экологическая безопасность</p> <p>5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы</p> <p>5.3.2 Мероприятия по охране гидросферы</p> <p>5.3.3 Мероприятия по охране литосферы</p> <p>5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>

1. Геолого-физическая характеристика месторождения 2. Анализ механизированных способов добычи на Советском нефтяном месторождении 3. Анализ надежности механизированного фонда скважин и осложнений при эксплуатации. Оптимизация	Старший преподаватель, Карпова Евгения Геннадьевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:</b>	
1. Геолого-физическая характеристика месторождения	
2. Анализ механизированных способов добычи на Советском нефтяном месторождении	
3. Анализ надежности механизированного фонда скважин и осложнений при эксплуатации. Оптимизация	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Терпинская Виктория Вячеславовна		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
 федеральное государственное автономное  
 образовательное учреждение высшего образования  
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования бакалавриат  
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2019/2020 учебного года  
 Форма представления работы:

**Бакалаврская работа**

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
13.03.2020	Геолого-физическая характеристика месторождения	10
01.04.2020	Анализ механизированных способов добычи на Советском нефтяном месторождении	25
22.04.2020	Анализ надежности механизированного фонда скважин и осложнений при эксплуатации. Оптимизация	30
05.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и Ресурсосбережение	15
12.05.2020	Социальная ответственность	15
10.06.2020	Оформление работы	5

#### СОСТАВИЛ:

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Карпова Евгения Геннадьевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Максимова Юлия Анатольевна			



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 105 страниц, 13 рисунков, 17 таблиц, 29 источников.

Ключевые слова нефть, скважина, механизированный фонд, обводненность, установка электроцентробежного насоса, добыча нефти.

Объектом исследования является механизированный фонд скважин на Советском нефтяном месторождении.

Целью данной работы является анализ работы механизированного фонда скважин Советского месторождения. В работе будет приведен подбор установки ЭЦН для одной из скважин действующего фонда, разработаны рекомендации по оптимизации действующего фонда скважин для уменьшения обводненности.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение материалов научных, периодических изданий, нормативно-правовой документации по тематике.

В процессе исследования был проведен анализ выбора способа эксплуатации на Советском нефтяном месторождении, проведен подбор УЭЦН для скважины №311 и предложено решение по снижению обводненности продукции скважины и повышения дебита нефти,

Область применения: механизированный фонд скважин.

Экономический эффект от применения предложенного решения достигается за счет увеличения дебита нефти и периода СНО.

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ**

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

УШГН – установка штангового глубинного насоса;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ГКЗ – государственная комиссия по запасам

АО – акционерное общество

ВНК – восточная нефтяная компания

ГИС – геофизические исследования скважин

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ОФП – относительная-фазовая проницаемость

ЧНЗ – чисто нефтяная зона

ВНЗ – водонефтяная зона

ФОН – фонтанные скважины

ШВН – штанговые винтовые насосы

ЭДН – электродиафрагменные насосы

АПВ – автоматическое повторное включение (режим периодического включения)

ОПИ – опытно-промышленные испытания

МРП – межремонтный период

СНО – средняя наработка на отказ

КПД – коэффициент полезного действия

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГОСТ – государственный стандарт

ПЭД – погружной электродвигатель

СПО – спуско-подъемные операции

ОВН – объемный винтовой насос

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ВСО – внутрискважинное оборудование

ГС – газосепаратор

ГЗ – гидрозащита

ТиКРС – текущий и капитальный ремонт скважин

ЦДНГ – цех по добыче нефти и газа

ЭПУС – электропитание устройств связи

ВНР – вывод на режим

ЭПО - электропогружное оборудование

ПСК – погружной скважинный контейнер

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ЖКП – жидкокристаллические полимеры

АДПМ – агрегат для депарафинизации скважин

ГРП – гидроразрыв пласта

ГНО – глубинно-насосное оборудование

ПЗП – призабойная зона пласта

КВЧ – количество взвешенных частиц

ЖГС – жидкость глушения скважины.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	14
1 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	16
1.1 Геологическое строение месторождения и залежей.....	16
1.1.1 Геолого-геофизическая изученность .....	16
1.1.2 Литолого-стратиграфический разрез .....	18
1.1.3 Тектоника.....	20
1.1.4 Нефтеносность.....	21
1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов...	24
1.2.1 Характеристика продуктивных коллекторов по керновым данным .....	24
1.2.2 Определение коэффициента вытеснения нефти .....	26
1.2.3 Фазовые проницаемости .....	27
1.3 Свойства и состав пластовых флюидов.....	28
1.3.1 Свойства и состав нефти и растворенного газа .....	28
1.3.2 Физико-химические свойства пластовых вод.....	31
1.4 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов .	32
1.5 Запасы углеводородов .....	33
2 Анализ механизированных способов добычи на Советском нефтяном месторождении .....	35
2.1 Анализ геолого-технических условий месторождения.....	35
2.2 Анализ эффективности эксплуатационного фонда скважин.....	37
2.3 Техничко-экономическое обоснование выбора способа эксплуатации ..	40
3 Анализ надежности механизированного фонда скважин и осложнений при эксплуатации. оптимизация .....	49
3.1 Анализ причин отказов механизированного фонда .....	49
3.2 Осложнения при эксплуатации механизированного фонда .....	52
3.2.1 Солеотложение .....	54
3.2.2 Асфальтосмолопарафиновые отложения .....	57

3.2.3 Механические примеси .....	58
3.2.4 Коррозионная агрессивность .....	60
3.2.5 Эрозионная агрессивность .....	61
3.3 Инженерный расчет УЭЦН для скважины № 311 Советского нефтяного месторождения .....	62
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение...	77
4.1 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат .....	77
4.2 Анализ налоговой нагрузки .....	84
5 Социальная ответственность .....	90
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	90
5.2 Производственная безопасность .....	91
5.3 Экологическая безопасность.....	96
5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы.....	96
5.3.2 Мероприятия по охране гидросферы.....	97
5.3.3 Мероприятия по охране литосферы.....	98
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	99
Заключение .....	101
Список используемых источников.....	103

## ВВЕДЕНИЕ

Советское нефтяное месторождение было открыто в 1962 году и приурочено с юго-восточной части Нижневартовского свода.

Месторождение расположено на границе Тюменской и Томской областей (Обь-Иртышское междуречье) в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В 1962 году на месторождении начались работы по поисково-разведочному бурению. Первой скважиной, которая открыла месторождение, является скважина № 1Р, пробуренная на Соснинском поднятии и вскрывшая нефтяную залежь пласта БВ8. В 1963 г. на Медведевском поднятии пробурена скважина №6Р, по результатам испытания которой была открыта нефтяная залежь в горизонте М. В это же время на Советском поднятии были пробурены скважины № 18Р и № 17Р, при испытании первой из них получен фонтан нефти из пласта БВ8, вторая – стала первой скважиной, открывшей залежи горизонта АВ1. Дальнейшая разведка месторождения позволила открыть промышленные залежи нефти в пластах Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> и БВ<sub>0-1</sub>.

С 1966 года Советское месторождение введено в разработку.

Советское месторождение включает девять нефтеносных горизонтов. Два из них – АВ1 и БВ8 – содержат соответственно 75 % и 22 % запасов и выделены как основные и самостоятельные объекты разработки.

В настоящее время для эксплуатации фонда скважин применяются механизированные способы добычи, а именно установки электроцентробежных и штанговых глубинных насосов. Но, тем не менее, так как эксплуатация УШГН имеет ряд существенных недостатков таких как малая производительность и ограничение по глубине спуска, эти установки практически не применяются и основной способ добычи – использование УЭЦН.

На 01.01.2016 г эксплуатационный фонд на Советском месторождении группы «АВ» составил 834 скважины из которых 730 действующих скважин),

группы «БВ»: 48 единицы, из которых 43 действующих скважин и группы «Ю»: 4 скважины, из которых 3 действующие скважины.

По состоянию на 2018 год на месторождении с начала разработки добыто 154,5 млн. тонн нефти, годовая добыча составляет 2,58 млн. тонн нефти, текущий КИН 0,282, объем закачки рабочего агента 18,25 млн. м<sup>3</sup>/год, средний дебит жидкости 120,5 т/сут, нефти 6,5 т/сут (по данным на 01.01.2016).

Согласно промысловым данным по месторождению можно проследить отставание показателей добычи нефти и жидкости. Основная причина отставания по отбору нефти – преждевременная и технологическая обводненность.

Средняя обводненность фонда по данным на 01.01.2016 составляет 84%.

Целью работы является анализ работы механизированного фонда скважин Советского месторождения. В работе будет приведен подбор установки ЭЦН для одной из скважин действующего фонда, и дальнейшего сравнения расчетным путем работы имеющейся установки по фактическим данным. рекомендаций по эксплуатации действующего фонда скважин для уменьшения обводненности.

Задачи работы:

- 1) Изучить геолого-физическую характеристику Советского месторождения;
- 2) Проанализировать работу механизированного фонда, изучить причины эксплуатационных отказов оборудования и осложнения при эксплуатации;
- 3) Произвести подбор установки для скважины №311 и внести предложения по оптимизации работы;
- 4) Провести анализ капитальных вложений и налоговой нагрузки предприятия;
- 5) Привести примеры социальной ответственности предприятия.

# **1 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

## **1.1 Геологическое строение месторождения и залежей**

### **1.1.1 Геолого-геофизическая изученность**

На Советском месторождении поисково-разведочное бурение было начато в 1962 году в соответствии геологического проекта, утвержденного 21 августа 1961 года.

Установление промышленной нефтеносности в отложениях юрского и мелового периода позволило начать этап разведочного бурения. Меловые отложения стали основным объектом для разведки (пласты АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub>). При бурении установлено, что залежь в пласте БВ<sub>8</sub>, распространяется в пределах Соснинского и Советского поднятий и едина для них. Залежь в горизонте АВ<sub>1</sub> более крупная и является единой как для Соснинского и Советского поднятий, так и для Медведевского, Северо-Западного и Юго-Западного.

В 1966 году был составлен и утвержден проект промышленной доразведки Советского месторождения. Проект предусматривал бурение четырех скважин на пласт БВ<sub>8</sub> и тридцать восемь скважин – на горизонт АВ<sub>1</sub>.

К 1969 году были полностью выполнены запроектированные поисково-разведочные работы.

Начиная с 1972, вместе с эксплуатационным бурением проводилась доразведка. Специального проекта для доразведки составлено не было, расположение скважин было выбрано исходя из конкретных геологических задач при учете результатов проводимых детализационных сейсморазведочных работ.

В 1972-1974 гг. пробурены разведочные скважины № 641Р, 216Р и 619Р в сводовых частях Соснинского и Советского поднятий для выявления нефтяных залежей, находящихся в промежуточных пластах. Основание пласта БВ<sub>0-1</sub> позволило получить приток безводной нефти.

В 1976 г. в северной части месторождения для уточнения границы залежи на севере АВ<sub>1</sub> были произведены бурение скв. № 91Р, 92Р, 93Р и 94Р.



Бурение скважины №93Р выявило прогиб между Советским и Самотлорским поднятиями. Испытание основного горизонта АВ<sub>1</sub> в скважинах № 91Р, 92Р и 93Р получить приток пластовой воды вместе с нефтью. По разрезу скважины № 94Р на Северо-Западном поднятии на основании ГИС была установлена нефтеносность пластов БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>4</sub> и горизонта АВ<sub>1</sub>.

В 1977-1978 г.г. для изучения доюрских образований на Медведевском поднятии пробурены параметрическая и разведочная скважины.

Параметрическая вскрыла органогенные известняки, при опробовании давшей приток пластовой воды, вторая – бесприточные плотные известняки.

С целью выявления залежей в отложениях горизонта Ю<sub>1</sub> в наиболее приподнятых частях структуры пробурены скважины №№ 108Р, 109Р, 115Р, 116Р и 107Р.

В скважинах №№ 109Р, 108Р и 115Р, пробуренных соответственно в сводовой и восточной частях Соснинской структуры и на небольшом куполе, расположенном к северу от Советского поднятия, при опробовании отложений горизонта Ю<sub>1</sub> получен приток пластовой воды без признаков нефти. Скважина № 107Р, пробуренная на Северо-Западном поднятии, вскрыла отложения горизонта Ю<sub>1</sub>.

Доразведка месторождения могла считаться завершенной.

За утверждением запасов в ГКЗ в 1984 году последовало продолжение поисково-разведочных работ для оценки перспектив нижнемеловых, юрских и верхней части палеозойских образований в пределах Соснинского, Медведевского и Советского поднятий. Положительных результатов при опробовании всех объектов, включая АВ<sub>1</sub>, АВ<sub>7</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>, Ю<sub>1</sub>, получено не было, кроме притока нефти и воды из пласта АВ<sub>1</sub> скважины № 119Р.

В 1987 году институтом ТомскНИПИнефть составлен «Проект на доразведку Советского месторождения». Проектом предусматривалось бурение трех разведочных скважин: № 3001Р, 3002Р, 3006Р для оценки перспектив нефтегазоносности палеозойских, юрских и нижнемеловых отложений.

Скв. № 3001Р, 3002Р пробурены на Соснинском поднятии и №3006Р – в присводовой части северо-западного купола Советского поднятия. При проведении в них значительного объема работ по обпробованию в интервалах пластов АВ<sub>1</sub>, АВ<sub>4</sub>, БВ<sub>8</sub>, Б<sub>16-20</sub>, Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub> и М только из пластов АВ<sub>1</sub> скв.3001Р и 3006Р и АВ<sub>4</sub> и БВ<sub>8</sub> скв.3002 получен приток нефти с водой. Остальные объекты оказались либо водоносными, либо вовсе бесприточными.

В период с 1983 г. по 2008 г. сейсморазведочные исследования на территории Советского месторождения проводились в небольшом объеме.

По результатам сейсморазведочных работ в зоне сочленения Советского и Малореченского месторождений и в пределах краевой северо-восточной части Советского месторождения получен прирост запасов нефти категории С2.

В 1991 г. на баланс АО «Томскнефть» ВНК передана северная часть Советского месторождения.

### **1.1.2 Литолого-стратиграфический разрез**

В геологическом строении месторождения принимают участие отложения палеозойского, юрского, мелового, палеогенового и четвертичного возрастов.

#### ***Доюрские образования***

Максимальная толщина вскрытого разреза доюрских отложений достигает 577 м.

На Соснинском и Советском образования вскрыты в интервале глубин 2590-2892 м, там они представлены плотными черными аргиллитами, туфопесчаниками и туфоаргиллитами.

#### ***Мезозойская группа***

#### ***Юрская система***

Отложения юрской системы представлены средним и верхним отделами. В её разрезе выделяются тюменская, васюганская, георгиевская и баженовская свиты.

### ***Средний отдел***

#### ***Тюменская свита***

Отложения представлены переслаиванием серых, темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов. Характерна повышенная углистость (прослой) и пиритизация. Интервал вскрытой толщины отложений свиты составляет 50-190 м.

### ***Средний + Верхний отделы***

#### ***Васюганская свита***

На континентальных отложениях тюменской свиты залегают морские и прибрежно-морские отложения васюганской свиты. Она разделяется на две подсвиты: нижнюю – глинистую и верхнюю – песчано-алевритовую.

Толщина отложений ниже- и верхневасюганской подсвиты – 30-40 м.

#### ***Георгиевская свита***

Морские отложения васюганской свиты перекрываются темно-серыми, плитчато-слоистыми, плотными аргиллитами георгиевской свиты с примесью песчано-алевритового материала и небольшим содержанием глауконита, пирита.

Вскрытая толщина пород свиты в пределах погруженных частей структур достигает 8 м.

#### ***Баженовская свита***

Морские отложения баженовской свиты представлены аргиллитами битуминозными, массивными, тонкоплитчатыми. Выдержанные в пределах Западно-Сибирского региона представляются в качестве надежной региональной покрышки, способствующей сохранению скоплений нефти в разрезе горизонта Ю<sub>1</sub>.

Толщина отложений составляет 10-23 м.

### ***Меловая система***

Отложения меловой системы представлены нижним и верхними отделами.

### ***Нижний + Верхний отделы***

### *Покурская свита*

Отложения покурской свиты, сформированы в континентальных условиях, представлены неравномерным чередованием серо-цветных песчаников, алевролитов и глин. В разрезе свиты выделяются песчаные пласты ПК<sub>1</sub>-ПК<sub>14</sub>.

В разрезе залежей нефти не обнаружено. Толщина свиты 750 – 800 м.

### ***Верхний отдел***

Континентальные осадки покурской свиты сменяются глинистыми отложениями кузнецовской, березовской и ганькинской свит, представленными, в основном, глинистыми породами, образованными в морских условиях.

Общая толщина отложений 200-270 м.

### ***Кайнозойская эра***

#### ***Палеогеновая система***

Отложения представлены, в основном, морскими глинистыми породами.

Общая толщина кайнозойских отложений 500-700 м.

#### ***Четвертичная система***

Разрез разделяется на две части, нижняя представлена переслаиванием песков серых, зеленовато-серых, мелкозернистых и глин зеленовато-серых с линзами светло-серого алевролита.

Верхняя часть разреза сложена песками, глинами, супесями, суглинками серыми, светло-серыми с включениями растительных остатков. Они преимущественно связаны с отложениями поймы, наносами террас и торфяно-болотными образованиями.

Толщина четвертичного комплекса 25-40 м.

### **1.1.3 Тектоника**

В тектоническом отношении Советское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты (ЗСП), входящей в состав

Урало-Сибирской платформы. В строении фундамента выделяется два структурно-тектонических этажа.

Нижний представлен геосинклинальными, глубоко метаморфизованными, сильно дислоцированными породами докембрия и палеозоя, которые прорваны интрузивными образованиями различного состава и возраста.

Верхний этаж фундамента занимает промежуточное положение между геосинклинальными образованиями, слагающими складчатое основание и типично платформенными образованиями чехла. Для отложений промежуточного комплекса характерны меньшая дислоцированность, слабая метаморфизация и проявления эффузивного магматизма.

#### **1.1.4 Нефтеносность**

Границы Советского месторождения совмещаются с контуром нефтенасыщения продуктивного пласта АВ<sub>1</sub>. Вскрытый разрез характеризуется широким диапазоном пластов (АВ<sub>1</sub>-М) с нефтепроявлениями. Продуктивные отложения вскрыты в интервале глубин 1645-2700 м на всех амплитудно выраженных поднятиях, расположенных на территории месторождения.

Продуктивные пласты Советского месторождения представлены пластами АВ<sub>1</sub><sup>1+2А</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>2Б+3</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>4</sup>, АВ<sub>1</sub>, АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>3</sup>, АВ<sub>2</sub><sup>1-3</sup>, АВ<sub>3</sub><sup>1</sup>, АВ<sub>3</sub><sup>2</sup>, АВ<sub>3</sub><sup>1-2</sup>, АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>6</sub>, АВ<sub>7</sub>, АВ<sub>8</sub><sup>0</sup>, АВ<sub>8</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>0</sub>, БВ<sub>1</sub>, БВ<sub>0-1</sub>, БВ<sub>2</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>2</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>2</sub><sup>1-2</sup>, БВ<sub>3</sub>, БВ<sub>4</sub>, БВ<sub>5</sub><sup>1</sup>, БВ<sub>5</sub><sup>2</sup>, БВ<sub>5</sub>, БВ<sub>6</sub>, БВ<sub>8</sub>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub>, М<sub>0-1</sub>.

Среди них пласт АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub> выделяются как самостоятельные объекты разработки, поэтому далее будут рассмотрены именно эти пласты.

##### **Продуктивный горизонт АВ<sub>1</sub>**

Вскрыт на глубинах 1645-1722 м, хорошо прослеживается, как по всей площади месторождения, так и за его пределами, промышленно нефтеносен на примыкающих Нижневартовском и Самотлорском месторождениях.

Залежь горизонта АВ<sub>1</sub> самая большая по площади и запасам на Советском месторождении.

Эффективные нефтенасыщенные толщины горизонта АВ<sub>1</sub> изменяются от 0,7 м до 33,7 м, составляют в среднем – 11,3 м, характеризуются высокой расчлененностью (до 22) в среднем 8,2, средняя толщина непроницаемого прослоя составляет 1,4 м. В связи с высокой глинистостью, средний коэффициент песчанистости составляет всего 0,56 доли ед.

По материалам разведочных и вертикальных эксплуатационных скважин поверхность водонефтяного контакта для всех пластов горизонта АВ<sub>1</sub> представляется горизонтальной (единой), но ступенчатой: минус 1651 м – на Основной и Южной залежах, минус 1657 м – на Усть-Вахском и минус 1636 м – на Западном участках.

Вертикальная зональность в распределении флюидов (продукт-вода) также косвенно свидетельствует о наличии гидродинамической связи пластов и как следствие – единого водонефтяного контакта для всего горизонта АВ<sub>1</sub> Советского месторождения.

Водонефтяной контакт залежи находится в пределах отметок (-1649) – (-1653) м. Для подсчета запасов принимается среднее наиболее часто встречающееся значение водонефтяного контакта – 1651 м.

По фильтрационно-емкостным параметрам и продуктивности относительно повышенными показателями характеризуется нижняя часть разреза горизонта – пласты АВ<sub>1</sub><sup>2Б</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> и АВ<sub>1</sub><sup>4</sup>. Верхняя же часть разреза, представленная совокупностью пластов АВ<sub>1</sub><sup>1</sup> и АВ<sub>1</sub><sup>2А</sup> характеризуется наибольшими остаточными запасами, что послужило основанием выделения в составе горизонта АВ<sub>1</sub> самостоятельных объектов подсчета: АВ<sub>1</sub><sup>1+2А</sup>, АВ<sub>1</sub><sup>2Б+3</sup> и АВ<sub>1</sub><sup>4</sup>.

### **Пласт БВ<sub>8</sub>**

Литологически представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин.

Пласт БВ<sub>8</sub> является вторым по значимости после горизонта АВ<sub>1</sub> продуктивным пластом Советского месторождения. Повсеместно распространен на территории месторождения и за его пределами.

Промышленная нефтеносность отмечается на Соснинском, Советском и Юго-Западном поднятиях.

Как правило, пласт БВ<sub>8</sub> представлен мелко-среднезернистым песчаником с включениями маломощных плотных пропластков (от 0,4 до 1,2 м) в нижней части пласта, реже представлен неоднородным песчаником с прослоями алевролита-аргиллитовых пород. Количество проницаемых прослоев толщиной от 0,2 м до 11,0 м колеблется от 1 до 9. Эффективные толщины коллекторов изменяются от 1,6 до 21,1 м, нефтенасыщенные от 1,4 до 16,7 м.

На Основной залежи водонефтяной контакт определен по результатам промыслово-геофизических исследований и опробованию вертикальных или близких к вертикальным скважинам на абсолютной отметке – 2127 м [1].

В таблице 1.1 представлены характеристики продуктивных пластов АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub> по результатам интерпретации ГИС.

Таблица 1.1 – Характеристика залежей по результатам интерпретации ГИС продуктивных пластов Советского месторождения

Параметр	Объект АВ <sub>1</sub>	Пласт БВ <sub>8</sub>
Общая толщина		
количество скважин, шт.	1677	376
минимальное значение, м	6,8	4,6
максимальное значение, м	43,6	22,8
Эффективная толщина		
количество скважин, шт.	1677	376
минимальное значение, м	0,8	1,6
максимальное значение, м	38,4	21,1
Эффективная нефтенасыщенная толщина		
количество скважин, шт.	1658	295
минимальное значение, м	0,7	1,4
максимальное значение, м	33,7	16,7
Коэффициент песчанистости		

## Продолжение таблицы 1.1

количество скважин, шт.	1677	376
минимальное значение, м	0,05	0,32
максимальное значение, м	0,98	1,0
Коэффициент расчлененности		
количество скважин, шт.	1677	376
минимальное значение, м	1	1
максимальное значение, м	22	9
Коэффициент начальной нефтенасыщенности		
количество скважин, шт.	1677	295
минимальное значение, доли ед.	0,300	0,310
максимальное значение, доли ед.	0,960	0,890

## 1.2 Физико-гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

### 1.2.1 Характеристика продуктивных коллекторов по кернавым данным

С целью изучения литолого-петрофизической характеристики разреза, физических свойств коллекторов и их нефтенасыщенности в скважинах Советского месторождения производился отбор керна.

Всего на месторождении отбор керна производился в 148 скважинах, из них в 99 разведочных и 49 эксплуатационных скважинах.

По разрезу месторождения керн отобран из 18 пластов, индексируемых, как продуктивные, суммарный объем составил 1933 м, в том числе только 696,3 м (36,0 %) представляют нефтенасыщенную часть десять пластов (AB<sub>1</sub>, AB<sub>2</sub>, AB<sub>3</sub>, AB<sub>4</sub>, BB<sub>1</sub>, BB<sub>2</sub>, BB<sub>3</sub>, BB<sub>4</sub>, BB<sub>8</sub>, M), по остальным восьми пластам (AB<sub>6</sub>, AB<sub>7</sub>, AB<sub>8</sub><sup>0</sup>, AB<sub>8</sub><sup>1</sup>, BB<sub>5</sub>, BB<sub>6</sub>, Ю<sub>1</sub>, Ю<sub>2</sub>) извлечен керн из скважин законтурной области (зачастую на значительном удалении от контура).

#### ***Горизонт AB<sub>1</sub>***

Для отложений горизонта AB<sub>1</sub> характерна возрастающая глинизация разреза снизу-вверх. Выделенные в разрезе пласты, т.к. AB<sub>1</sub><sup>1</sup>, AB<sub>1</sub><sup>2</sup>, AB<sub>1</sub><sup>3</sup> и AB<sub>1</sub><sup>4</sup> на большей части территории месторождения имеют различие, как по литологии, так и по физическим свойствам.

В целом образование отложений горизонта AB<sub>1</sub> происходило в условиях морского мелководья в период начавшейся трансгрессии моря. На



это указывают текстурные, структурные особенности пласта и увеличение глинистости снизу-вверх.

Всего по горизонту АВ<sub>1</sub> на определение пористости и проницаемости выполнено по 523 анализов; остаточной водонасыщенности – 95 анализов (130 по результатам капилляриметрии).

**Объект БВ<sub>8</sub>.** Разрез пласта БВ<sub>8</sub> представлен песчаниками с пропластками алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло-серые, серые, среднезернистые, мелкозернистые и разномзернистые, слабо-алевритистые, хорошо отсортированные. По гранулометрическому составу в среднезернистых песчаниках фракция 0,25-0,50 мм составляет 70-80% обломочного материала. В мелкозернистых песчаниках зерен с размерами 0,10-0,25 мм содержится 75-90 %. В разномзернистых песчаниках преимущественный размер фракций 0,50-0,26 мм, 0,10-0,25 мм содержится соответственно 25-55 % и 25-30 %.

По минералогическому составу песчаники однородны и представлены полевыми шпатами и кварцем, содержание которых в среднезернистых песчаниках соответственно равно 44-60 % и 25-35 %. В мелкозернистых песчаниках количество их равнозначно.

Алевролиты и аргиллиты встречаются в виде пропластков толщиной до 1,5 м. Алевролиты серые, мелкозернистые и крупнозернистые, часто песчанистые. Аргиллиты серые, тонкоплитчатые, тонкослоистые от прослоев алевролитов.

В целом по пласту БВ<sub>8</sub> определение пористости выполнено на 636 образцах, проницаемости – 576 образцах и остаточной водонасыщенности – 290 образцах. Нефтенасыщенная часть пласта охарактеризована по пористости 371 образцом, по проницаемости – 345 образцами и по остаточной водонасыщенности – 182 образцами.

### 1.2.2 Определение коэффициента вытеснения нефти

Экспериментальные работы по определению коэффициента вытеснения нефти водой выполнены в лаборатории физики пласта АО «ТомскНИПИнефть». Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой предусматривает определение полноты извлечения нефти из образца за счет фильтрации через него воды до практически полной обводненности продукции.

При довольно большом перечне нефтенасыщенных пластов в разрезе месторождения отборы кернового материала и его последующие исследования были проведены на объектах разработки АВ<sub>1</sub>, АВ<sub>3</sub>, АВ<sub>4</sub>, АВ<sub>6</sub>, БВ<sub>0-1</sub> и БВ<sub>8</sub>. В определении  $K_{\text{выт}}$  объекты АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub> представлены в наибольшем объеме (85%) и характеризуются определенными различиями по значениям ФЕС и в распределениях поровых характеристик.

По объекту АВ<sub>1</sub> исследования коэффициента вытеснения нефти водой на образцах керна Советского месторождения для данного объекта проводились (в различные периоды) специализированными подразделениями институтов СибНИИНП, СургутНИПИнефть и ТомскНИПИнефть. Всего по объекту АВ<sub>1</sub> было проведено 144 исследования.

Лабораторией СибНИИНП было исследовано 46 образцов из 12 скважин. При лабораторных исследованиях начальная нефтенасыщенность искусственно насыщаемых образцов составила от 0,280 до 0,760 д.ед, в среднем 0,540 д.ед. Значения остаточной нефтенасыщенности варьируют от 0,18 до 0,29 д.ед, при среднем – 0,23 д.ед. Диапазон проницаемости от 0,002 до 0,873 мкм<sup>2</sup>, пористости 21,7–30,2%. Среднее значение коэффициента вытеснения по учтенным образцам по объекту АВ<sub>1</sub> составило 0,547 д.ед.

Новые исследования в ТомскНИПИнефть были проведены на 58 образцах, полученных по трем скважинам №2252, 4070 и 4155. Значение начальной нефтенасыщенности для отобранных образцов меняется в пределах от 0,31 до 0,78 д.ед, в среднем 0,58 д.ед. Значения остаточной нефтенасыщенности варьируют от 0,18 до 0,38 д.ед, при среднем – 0,24 д.ед.

Диапазон проницаемости от 0,001 до 0,38 мкм<sup>2</sup>, пористости 20,9–31,2%. Среднее значение коэффициента вытеснения по учтенным образцам по объекту АВ<sub>1</sub> составило 0,574 д.ед.

По объекту БВ<sub>8</sub> исследования коэффициента вытеснения нефти водой на образцах керна Советского месторождения для данного объекта проводились (в различные периоды) специализированными подразделениями институтов СибНИИНП (28 исследований), СургутНИПИнефть (3 исследования) и ТомскНИПИнефть (35 исследований). Новых исследований по данному объекту не проводилось. Всего по объекту БВ<sub>8</sub> было проведено 66 исследований. В процессе проведения анализа полученных данных также были отбракованы результаты лабораторий СургутНИПИнефть и ТомскНИПИнефть.

Выборка, исследованная СибНИИНП состоит из 28 образцов соответствует отобранному керна восьми скважин (21Р,33Р,47Р,144,307,511,544,734) Соснинского и Советского поднятий. При лабораторных исследованиях начальная нефтенасыщенность искусственно насыщаемых образцов составила от 0,470 до 0,840 д.ед, в среднем 0,710 д.ед. Значения остаточной нефтенасыщенности варьируют от 0,21 до 0,29 д.ед, при среднем – 0,24 д.ед. Диапазон проницаемости от 0,010 до 2,173 мкм<sup>2</sup>, пористости 18,2–26,3 %. Среднее значение коэффициента вытеснения по учтенным образцам по объекту БВ<sub>8</sub> составило 0,657 д.ед.

### **1.2.3 Фазовые проницаемости**

Проведение комплекса экспериментально-аналитических определений фазовых проницаемостей позволило установить основные закономерности вытеснения нефти водой.

На Советском месторождении было проведено 23 опыта относительных фазовых проницаемостей.

Таким образом, из всего проведенного объема лабораторных опытов по построению кривых ОФП представляют интерес (как отображающие природу

коллектора в отдельных частях залежей) по объекту АВ<sub>1</sub> – 14 опытов с проницаемостью 0,003-0,408 мкм<sup>2</sup>, по БВ<sub>0-1</sub> один опыт – 0,634 мкм<sup>2</sup> и по БВ<sub>8</sub> – 6 опытов с проницаемостями 0,014-0,149 мкм<sup>2</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub> – два опыта с проницаемостью 0,008-0,026 мкм<sup>2</sup>, а также семь опытов в системе нефти и газа для определения газопроницаемости всех объектов разработки Совесткого месторождения. Газопроницаемость образцов колеблется в интервале от 0,003 до 0,634 мкм<sup>2</sup>.

Но вместе с тем необходимо отметить, что выделенные образцы в необходимой мере полностью не представляют всю наиболее характерную часть объемов нефтяных залежей указанных объектов.

Из-за отсутствия керна аналогичный недостаток и по основной высокопроницаемой части залежи БВ<sub>8</sub>.

По той же причине – отсутствия представительного и пригодного к исследованиям кернового материала – не проведены лабораторные опыты и по другим продуктивным пластам разреза месторождения.

Для восполнения данных ОФП для всех не исследованных пластов Советского месторождения, использовался метод аналогии. Использовались данные с таких месторождений как Самотлорское, Стрежевское, Чкаловское, Останинское [1].

### **1.3 Свойства и состав пластовых флюидов**

#### **1.3.1 Свойства и состав нефти и растворенного газа**

На момент подсчета запасов, утвержденного в 2007 году, было отобрано и исследовано 1643 поверхностные пробы нефти из 753 скважин и 190 глубинных проб нефти из 82 скважин.

Свойства пластовой и разгазированной нефти, а также газа пластов АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub> представлены в таблицах 1.2 и 1.3 соответственно.

Таблица 1.2 – Свойства пластовой, разгазированной нефти и газа пласта АВ<sub>1</sub> Советского месторождения

Параметры	Диапазон изменения	Среднее значение
<b>Свойства пластовой нефти и газа</b>		
Количество исследованных глубинных проб/скважин	106/37	
Давление пластовое, МПа		16,97
Температура пластовая, °С		55,3
Давление насыщения нефти, МПа	4,1-9,6	7,9
Газосодержание (стандартная сепарация), м <sup>3</sup> /т	30,3-85,7	66,0
Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	24,9-55,0	46,5
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	700,0-812,0	771,8
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с	1,24-2,35	1,58
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	7,3-19,3	12,3
Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	1,005-1,390	1,203
– при однократном (стандартном) разгазировании	0,856-1,157	1,008
–при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>		
–при однократном (стандартном) разгазировании	836,3-859,0	851,3
–при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	827,0-851,2	844,9
Пересчетный коэффициент	0,974-0,848	0,883
<b>Свойства дегазированной нефти</b>		
Количество исследованных поверхностных проб/скважин	1072/514	
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	822,8-877,0	851,3
Вязкость дегазированной нефти, мПа/с		
– при 20°С	3,46-18,42	7,15
– при 50°С	2,01-6,94	3,24
Температура застывания дегазированной нефти, °С	(-35) - (-3)	(-17)
Массовое содержание		
– серы	0,1-1,8	0,9
– смол силикагелевых	1,3-16,0	8,2
– асфальтенов	0,2-5,3	1,7
– парафинов	0,4-5,1	2,2
Содержание микрокомпонентов, г/т		
– ванадий	-	-
– никель	-	-
Температура начала кипения, °С	24-112	70
Фракционный состав (объемное содержание фракций), %		
до 100°С	0,0-15,0	7,0
до 150°С	0,0-35,0	18,0
до 200°С	17,0-40,0	29,0
до 250°С	28,0-54,0	40,0
до 300°С	39,0-64,0	51,0

Таблица 1.3 – Свойства пластовой, разгазированной нефти и газа пласта БВ<sub>8</sub> Советского месторождения

Параметры	Диапазон изменения	Среднее значение
<b>Свойства пластовой нефти и газа</b>		
Количество исследованных глубинных проб/скважин	56/26	
Давление пластовое, МПа		21,8
Температура пластовая, °С		72,5
Давление насыщения нефти, МПа	6,8-10,9	9,4
Газосодержание (стандартная сепарация), м <sup>3</sup> /т	51,1-89,1	73,0
Газосодержание при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании в рабочих условиях, м <sup>3</sup> /т	51,0-57,0	55,1
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	690-799,9	761,7
Вязкость нефти в условиях пласта, мПа*с	0,85-1,65	1,11
Коэффициент сжимаемости пластовой нефти, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>	10,8-16,1	12,5
Плотность выделившегося газа в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>	0,969-1,326	1,172
– при однократном (стандартном) разгазировании	0,910-0,926	0,918
–при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании		
Плотность нефти в стандартных условиях, кг/м <sup>3</sup>		
–при однократном (стандартном) разгазировании	839,0-854,0	845,2
–при дифференциальном (ступенчатом) разгазировании	838,0-842,0	840,0
Пересчетный коэффициент		0,87
<b>Свойства дегазированной нефти</b>		
Количество исследованных поверхностных проб/скважин	366/128	
Плотность дегазированной нефти, кг/м <sup>3</sup>	830,0-873,0	845,5
Вязкость дегазированной нефти, мПа/с		
– при 20°С	3,6-15,7	5,2
– при 50°С	1,5-4,0	2,5
Температура застывания дегазированной нефти, °С	(-31) - (-10)	(-19)
Массовое содержание		
– серы	0,45-1,02	0,71
– смол силикагелевых	3,2-15,0	8,5
– асфальтенов	0,4-4,4	2,0
– парафинов	0,5-5,6	2,2
Содержание микрокомпонентов, г/т		
– ванадий		5,2
– никель		4,7
Температура начала кипения, °С	37-112	67
Фракционный состав (объемное содержание фракций), %		
до 100°С	0,0-18,0	7,1
до 150°С	8,0-27,0	19,0
до 200°С	20,0-37,0	31,0
до 250°С	29,0-49,0	42,0
до 300°С	46,0-64,0	54,0

### 1.3.2 Физико-химические свойства пластовых вод

На момент подсчета запасов 2005 года было исследовано 355 проб пластовой воды, отобранных на устье скважин. Наиболее полно была изучена пластовая вода основных продуктивных пластов АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub>.

С 2008 по 2015 год в промысловой лаборатории были выполнены исследования состава и свойств 272 проб пластовой воды, отобранных на устье скважин Советского месторождения. Основным объемом исследований выполнен для пласта АВ<sub>1</sub>. По результатам анализа минерализация проб воды по этому пласту изменяется в широком диапазоне от 11,3 до 48,5 г/л. После отбраковки некачественных проб диапазон изменения минерализации по пласту АВ<sub>1</sub> сузился и составил в диапазоне от 18,0 до 24,0 г/л, при среднем значении 20,6 г/л. Утвержденное значение минерализации для этого пласта составило 21,0 г/л.

По химической характеристике пластовые воды Советского месторождения (классификация В.А. Сулина) хлоркальциевого типа, жесткие без сульфатные, слабой минерализации, которая с глубиной увеличивается от 19,8 г/л (пласт АВ<sub>1</sub>) до 38,7 г/л (пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> васюганской свиты).

Из исследованных микрокомпонентов по ионам йода существенных различий не обнаружено. По иону брома наблюдается небольшое различие содержания с глубиной, так в водах горизонта АВ<sub>1</sub> – 51,6 мг/л, в пласте БВ<sub>8</sub> – 63,2 мг/л, в водах юрских отложений – 87,7 мг/л.

В пластовых водах меловых отложений со значением выше кондиционных является только йод. Однако, исходя из ранее выполненных работ по расчету экономической эффективности извлечение ценных компонентов эффективно при значительном объеме извлекаемой воды [1].

В таблице 1.4 представлены физические свойства пластовой воды в пластах АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub>.

Таблица 1.4 – Физические свойства пластовых вод

Пласт	Плотность в СУ, г/см <sup>3</sup>	Т пл., °С	Вязкость в пластовых условиях, (мПа*с)	Минерализация, г/л
АВ <sub>1</sub>	1,012	52-58	0,465-0,565	21,0
БВ <sub>8</sub>	1,016	67-73	0,430-0,432	25,7

#### 1.4 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub> была сведена в общую таблицу 1.5.

Таблица 1.5 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов АВ<sub>1</sub> и БВ<sub>8</sub> Советского месторождения

Параметры	Размерность	Продуктивные пласты	
		АВ <sub>1</sub> <sup>1</sup>	БВ <sub>8</sub>
Средняя глубина залегания кровли	м	-1621	-2109
Абсолютная отметка ВНК	м	-1651,7	-2127
Абсолютная отметка ГНК	м	-	-
Абсолютная отметка ГВК	м	-	-
Тип залежи		пластовая сводовая, тектонически экранированная	
Тип коллектора		поровый	
Площадь нефте/газонасности	тыс.м <sup>2</sup>	495171	110301
Средняя общая толщина	м	7,6	10,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	4,0	6,1
Средняя эффективная газонасыщенная толщина	м	-	-
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	4,4	7,7
Коэффициент пористости	доли ед.	0,235	0,240
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,419	0,691
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,344	0,556
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,415	0,655
Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	-	-
Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,0054	0,5366
Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,61	0,75
Расчлененность	ед.	2,0	3,5
Начальная пластовая температура	°С	55,3	72,5
Начальное пластовое давление	МПа	16,97	21,8
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1,58	1,11
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,7718	0,7617



## Продолжение таблицы 1.5

Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	0,8449	0,840
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,133	1,149
Содержание серы в нефти	%	0,9	0,71
Содержание парафина в нефти	%	2,2	2,2
Давление насыщения нефти газом	МПа	7,9	9,4
Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	46,5	55,1
Давление начала конденсации	МПа	-	-
Содержание сероводорода	%	-	-
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	0,64 (расчетное)	0,48 (расчетное)
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	1,012	1,016
Сжимаемость			
- нефти	1/МПа*10 <sup>-4</sup>	12,3	12,5
- воды	1/МПа*10 <sup>-4</sup>	4,3 (расчетное)	4,3 (расчетное)
- породы	1/МПа*10 <sup>-4</sup>	-	-
Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	-	0,649
Коэффициент вытеснения (нефтью)	доли ед.	-	-
Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /сут * МПа	-	111,5

## 1.5 Запасы углеводородов

Советское нефтяное месторождение расположено на территории двух субъектов Российской Федерации – Томской области (Александровский район) и Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области (Нижневартовский район).

Основным недропользователем в пределах рассматриваемого месторождения является компания АО «Томскнефть» ВНК на основании действующих лицензий.

На 01.01.2016 г. в целом запасы нефти Советского месторождения, числящиеся на государственном балансе, включая нераспределенный фонд, составили (геологические/извлекаемые) А+В1 – 580162/251757 тыс. тонн, по категории В2 – 8 039/3 038 тыс. тонн. Извлекаемые запасы растворенного газа, числящиеся на государственном балансе, включая нераспределенный фонд, составили по категории А+В1 – 13033 млн.м<sup>3</sup>, по категории В2 – 149 млн.м<sup>3</sup>.

На рисунке 1.1 представлено распределение геологических запасов месторождения по пластам.

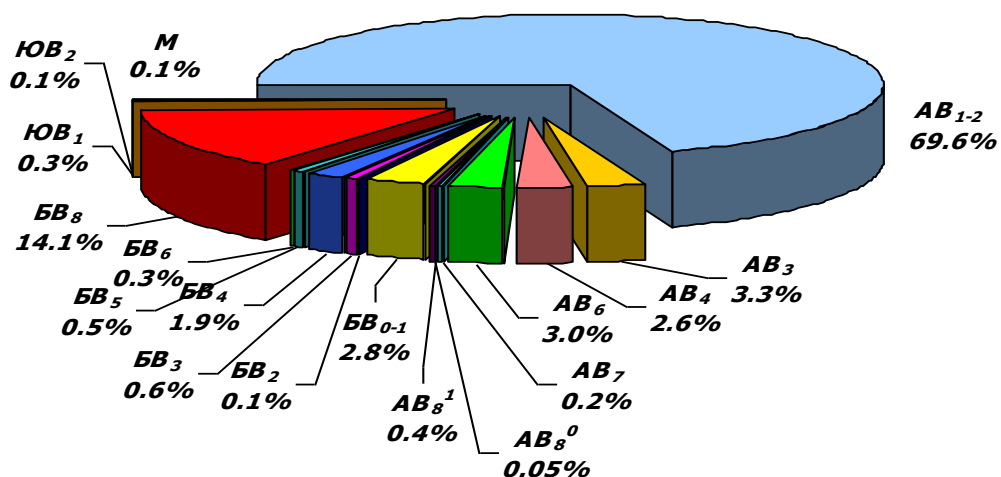


Рисунок 1.1 – Распределение геологических запасов нефти по пластам, категории В+С1

Согласно "Классификации запасов нефти и горючих газов" Советское месторождение по сложности геологического строения, резкой литологической неоднородности коллекторов относится ко II группе (сложных) месторождений [1].

## 2 АНАЛИЗ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СПОСОБОВ ДОБЫЧИ НА СОВЕТСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

### 2.1 Анализ геолого-технических условий месторождения

Советское месторождение является многопластовым и насчитывает 18 продуктивных пластов. Промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями (снизу-вверх): коры выветривания и фундамента (пласт  $M_{0-1}$ ), юрского (пласты  $Ю_1^1$ ,  $Ю_2$ ) и мелового (пласты  $БВ_8$ ,  $БВ_6$ ,  $БВ_5$ ,  $БВ_4$ ,  $БВ_3$ ,  $БВ_2^{1-2}$ ,  $БВ_{0-1}$ ,  $АВ_8^1$ ,  $АВ_8^0$ ,  $АВ_7$ ,  $АВ_6$ ,  $АВ_4$ ,  $АВ_3^{1-2}$ ,  $АВ_2^{1-3}$ ,  $АВ_1$ ) возрастов. Все они являются эксплуатационными объектами разработки.

Геологические и эксплуатационные условия месторождения представлены в таблицах 2.1 и 2.2 соответственно.

Таблица 2.1 – Геологические условия Советского нефтяного месторождения

Месторождение	Советское			
Пласт	Группа АВ $АВ_1$ , $АВ_2^{1-3}$ , $АВ_3^{1-2}$ , $АВ_4$ , $АВ_6$ , $АВ_7$ , $АВ_8^0$ , $АВ_8^1$	Группа БВ $БВ_{0-1}$ , $БВ_2^{1-2}$ , $БВ_3$ , $БВ_4$ , $БВ_5$ , $БВ_6$ , $БВ_8$	Группа Ю $Ю_1^1$ - $Ю_2$	Группа М $М_{0-1}$
Средняя глубина залегания кровли, м	1621-1842	1855-2109	2409-2480	2663
Проницаемость, $10^{-3}$ , мкм <sup>2</sup>	2,7-685,3	358,4-543,6	3,8-7,8	0,8
Начальное пластовое давление, МПа	17,0-18,9	19,1-21,8	25,2-25,4	27,8
Начальная пластовая температура, °С	55,3-62,6	63,3-72,5	83,6-84,8	91,7
Вязкость нефти в пласт. условиях, сПз	1,05-1,60	1,08-1,27	1,10-1,11	1,50
Плотность нефти в пов. условиях, т/м <sup>3</sup>	0,842-0,848	0,840-0,845	0,820-0,836	0,840
Давление насыщения, МПа	7,9-12,1	9,4-10,0	8,8-9,0	5,8
Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т	46,5-77,8	55,1-79,1	74,0-83,0	43,3

Таблица 2.2 – Эксплуатационные условия Советского месторождения на 01.01.2016

Месторождение	Советское		
Пласт	Группа АВ $АВ_1$ - $АВ_8^1$	Группа БВ $БВ_{0-1}$ - $БВ_8$	Группа Ю $Ю_1^1$ - $Ю_2$
Действующий фонд скважин, в т.ч.			

Продолжение таблицы 2.2

добывающих	730	43	3
нагнетательных	229	6	0
Способы эксплуатации	ФОН, ШГН, ЭЦН, ШВН, ЭДН	ФОН, ШГН, ЭЦН	ЭЦН
Глубина до верхних дыр перфорации, м	1643-2756	1730-2423	2543-2700
Диаметр обсадной колонны, мм	89, 98, 124, 132, 144, 150, 175	126, 132, 149, 154	128, 130
Диаметр НКТ, мм	60, 73, 89	60, 73, 89	73
Средняя глубина спуска НКТ, м	1632	1759	2450
Средний динамический уровень, м	1311	1185	пакер
Забойное давление, МПа	1,5-19,6 (ср.5,6)	3,7-20,2 (ср.8,8)	5,0-7,1 (ср.6,1)
Среднее устьевое давление, МПа	1,5	1,4	2,8
Средняя депрессия, МПа	12,3	11,65	19,2
Средний дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут	69,4	253,5	38,5
Средний дебит нефти, т/сут	6,0	8,3	5,1
Средняя обводненность, %	81,4	89,1	81,5
Средний коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /сут/атм	1,48	3,59	0,21

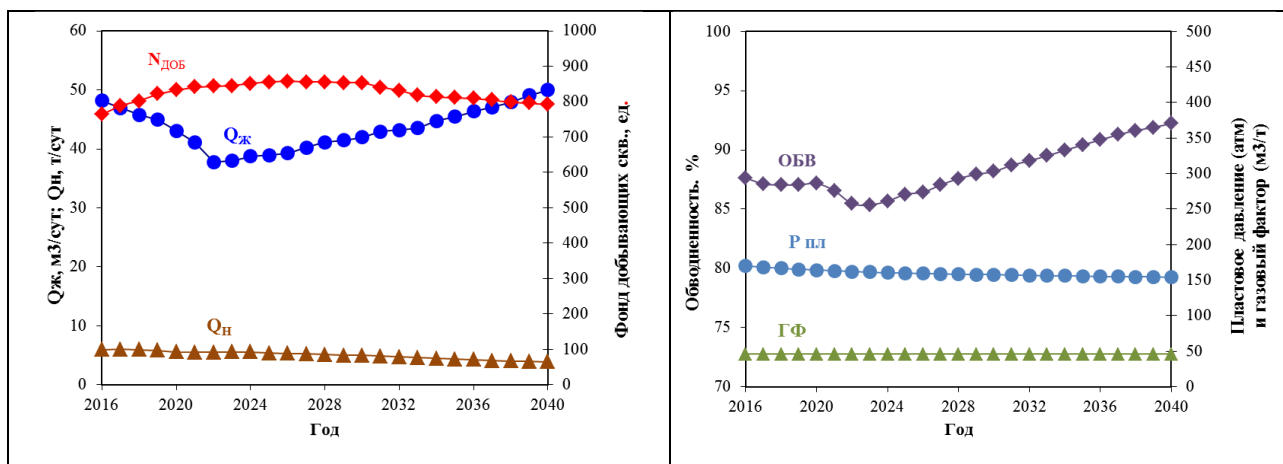


Рисунок 2.1 – Изменение проектных параметров во времени по пласту АВ<sub>1</sub>

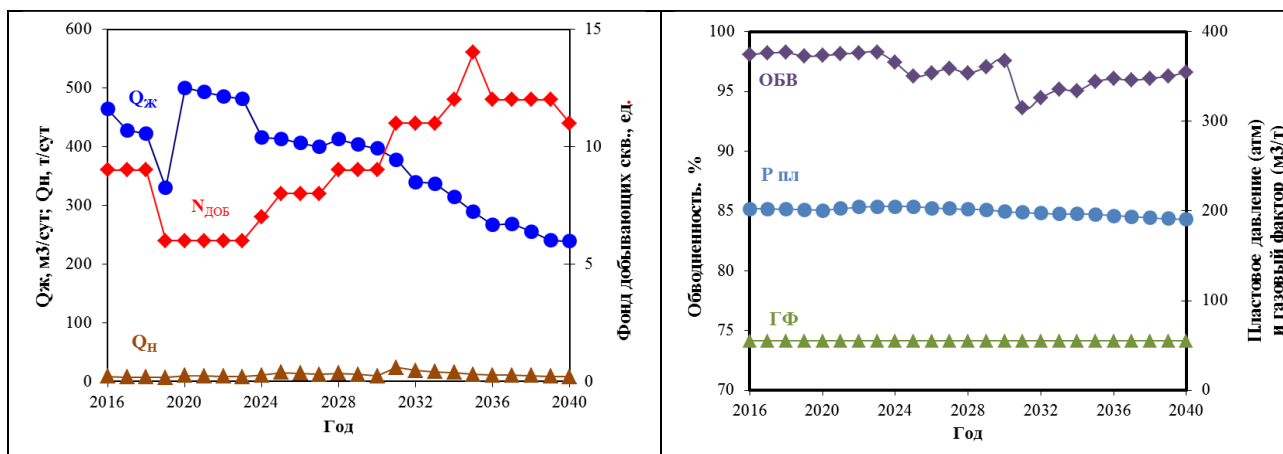


Рисунок 2.2 – Изменение проектных параметров во времени по пласту БВ<sub>8</sub>

При установлении технологического режима работы скважин значимым параметром является ее продуктивность, которая зависит от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны, состава и свойств флюидов.

Для подбора оптимального способа добычи важно учитывать:

- соответствие производительности оборудования диапазону ожидаемых дебитов скважин;
- соответствие технических условий эксплуатации погружного оборудования условиям конкретной скважины;
- соответствие требованиям к проектированию и ведению работ при добыче, сборе и подготовке нефти и газа и Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности.

Выбранный способ добычи, вместе с другими факторами, должен обеспечивать оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения.

Из вышесказанного следует, что:

- Основными осложняющими геологическими факторами при эксплуатации месторождения выступают большая глубина залегания продуктивного пласта и его низкая проницаемость, особенно характерная для пластов группы «Ю» и группы «М». К преимуществам можно отнести низкие значения плотности нефти в пластовых условиях и поверхностных условиях, характерное для всех групп пластов;
- основной способ добычи – механизированный с использованием УЭЦН;
- максимальный фонд добывающих скважин составит 943 единиц в 2030 году.

## **2.2 Анализ эффективности эксплуатационного фонда скважин**

На 1.01.2016 года эксплуатационный фонд на Советском месторождении группы «АВ» составил 834 скважины из которых 730 действующих скважин,

группы «БВ»: 48 ед. из них 43 действующих скважин и группы «Ю»: 4 скважины, из которых 3 действующие скважины. Анализ структуры фонда скважин и распределение суточной добычи по жидкости и нефти показал, что более 85% нефти добывается с применением электроцентробежных насосов (ЭЦН), от 9% до 13% - с помощью штанговых насосов (УШГН), кроме того около от 1% до 2% добывается фонтанным способом и от 0,1% до 0,3% по группе пластов «АВ» с помощью штанговых винтовых насосов (ШВН) и электродиафрагменных насосов (ЭДН). Бездействующий фонд достигает 12%.

На рисунке 2.3 представлено количественное распределение установок ЭЦН по признаку соответствия дебита жидкости их рабочим характеристикам. С учетом того, что 23 установки ЭЦН низкодебитного фонда (до 50 м<sup>3</sup>/сут) эксплуатируются в режиме периодического включения (АПВ), в рабочей зоне, в соответствии техническим характеристикам, эксплуатируются 245 установки ЭЦН, 42 УЭЦН эксплуатируются «левее» рабочей зоны (с недогрузом), 2 УЦН: «правее» рабочей зоны (с перегрузом). Из среднедебитного фонда (от 50 м<sup>3</sup>/сут до 200 м<sup>3</sup>/сут) с учетом того, что 22 УЭЦН эксплуатируются в режиме АПВ, в рабочей зоне работает 241 УЭЦН, «левее» рабочей зоны: 50 УЭЦН, «правее» рабочей зоны: 8 УЭЦН. По высокодебитному фонду (свыше 200 м<sup>3</sup>/сут), учитывая, что 10 установок работают в условиях АПВ в «рабочей» зоне эксплуатируется 35 УЭЦН, «левее» рабочей зоны: 10 УЭЦН, «правее» рабочей зоны: 12 УЭЦН.

Подавляющее большинство низкодебитных скважин и все скважины среднедебитного фонда эксплуатирующиеся механизированным способом с использованием УШГН имеют коэффициент подачи (К) от 0,2 до 0,8 (65 ед. из 94 УШГН), остальные коэффициентом подачи  $K < 0,2$  ( 2 УШГН) и  $K > 0,8$ : 27 УШГН (рис. 2.4).

Стоит заметить, что для всех типов скважин добывающего фонда имеются возможности оптимизации внутрискважинного оборудования.

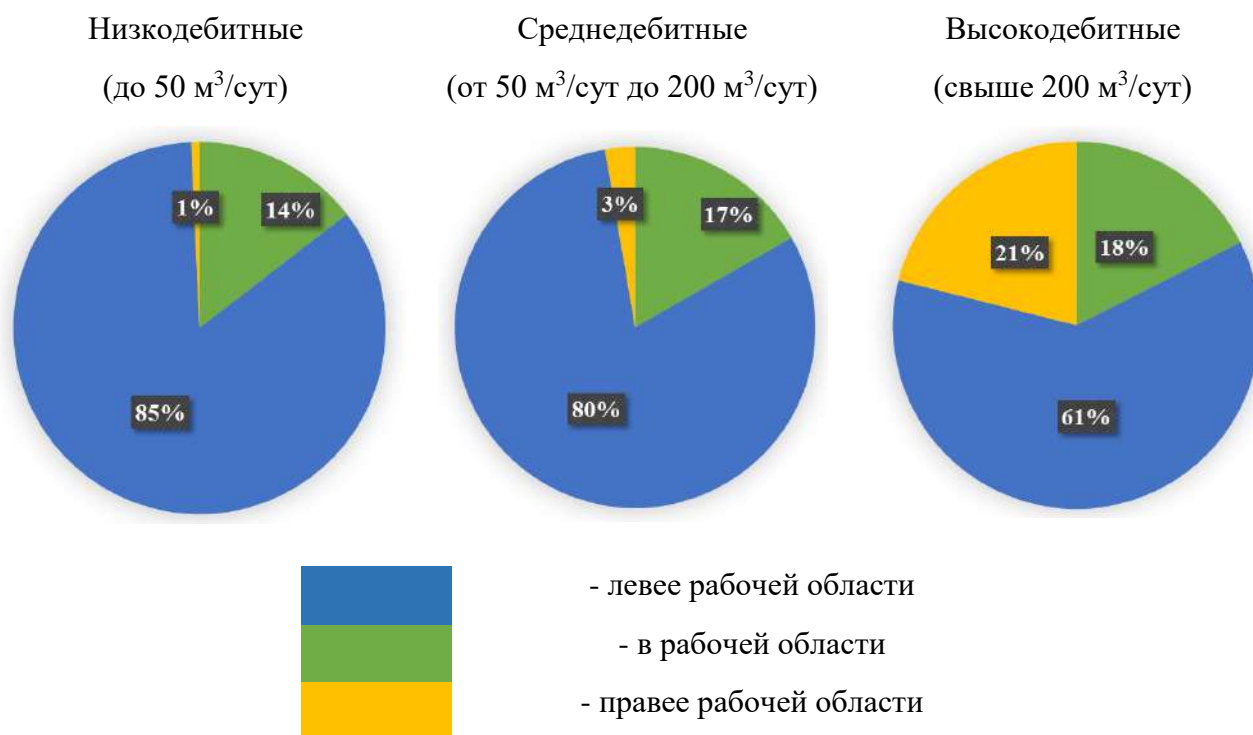


Рисунок 2.3 – Распределение установок ЭЦН по признаку соответствия дебита жидкости их рабочим характеристикам

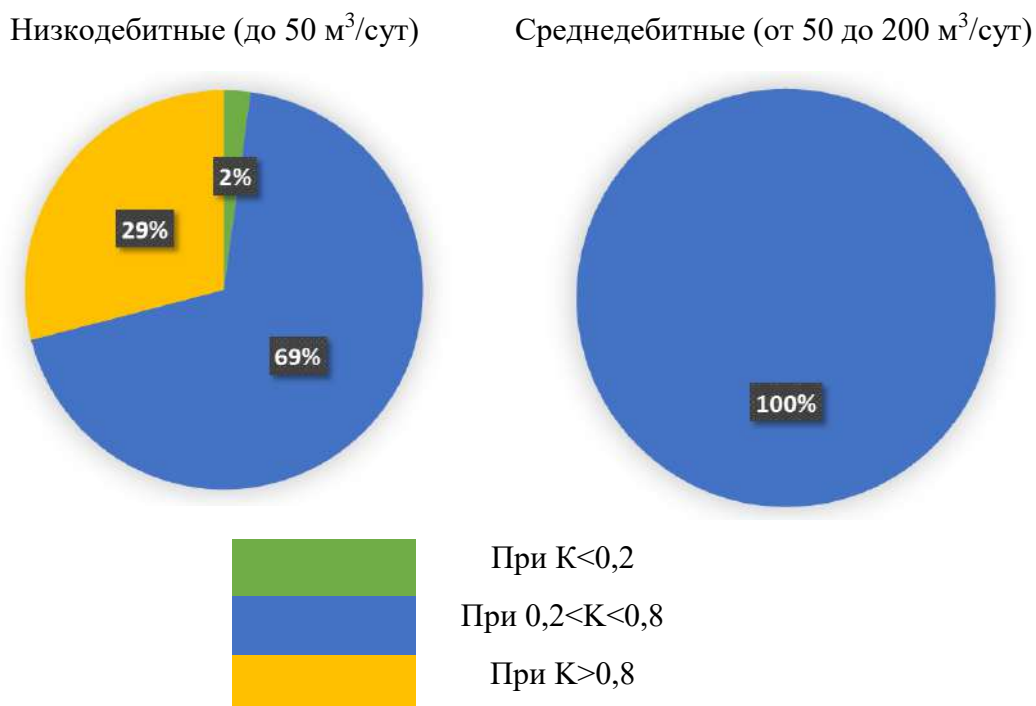


Рисунок 2.4 – Распределение установок ШГН по признаку соответствия дебита жидкости их рабочим характеристикам

Кроме традиционных способов эксплуатации добывающих скважин на Советском месторождении применяются механизированные способы добычи с использованием установок штанговых винтовых насосов (УШВН) в количестве

1 единицы, и электродиафрагменных насосов (ЭДН) в количестве 2 единиц. Первоначально данные установки принимали участие в опытно-промышленных испытаниях и в настоящий момент используются в качестве альтернативных способов добычи. Анализ работы показывает, что все установки были установлены на низкодебитном фонде скважин и эксплуатируются с  $K > 1$ . На основании этого можно отметить:

- добыча нефти на Советском месторождении ведется, в основном, с применением традиционных способов: фонтанирования и механизированного с применением ЭЦН и ШГН, а также нетрадиционными способами механизированной добычи, успешно зарекомендовавшими себя в ходе ранее проведенных ОПИ – с применением ШВН и ЭДН;

- анализ эффективности эксплуатационного фонда ЭЦН показывает, что большая часть действующего фонда эксплуатируется эффективно, вместе с тем для всех типов скважин (низкодебитных, среднедебитных и высокодебитных) отмечен фонд для проведения дальнейшей оптимизации.

Говоря о надежности фонда скважин на 01.01.2016, очевидно, что наилучшие показатели будут иметь установки ЭЦН со средней наработкой на отказ (СНО) в 639 суток и межремонтным периодом (МРП) – 901 сутки. Штанговые установки уступают УЭЦН с показателями СНО – 388 суток и МРП – 510 суток. УШВН обладает средним между УЭЦН и УШГН показателем МРП – 706 суток, но имеет внушительно малое значение СНО – в 6 суток (данные на 07.2015г.).

### **2.3 Технико-экономическое обоснование выбора способа эксплуатации**

Как говорилось ранее, чтобы установить технологический режим работы скважины, необходим ее определяющий параметр – продуктивность, которая зависит от фильтрационных свойств коллектора, степени совершенства вскрытия пласта, состояния призабойной зоны, состава и свойств флюидов. Этот способ должен обеспечить оптимальные показатели разработки.



Среди наиболее значимых параметров при разработке месторождений является забойное давление, а именно ограничение по минимально возможному забойному давлению в добывающих скважинах. Как известно снижение забойного давления ниже давления насыщения приводит к выделению свободного газа из пластового флюида в пласте, что может привести к негативным последствиям. С целью обоснования рекомендуемой величины забойного давления рассматриваются следующие факторы ограничения минимальной величины забойного давления в добывающих скважинах:

- предельное количество свободного газа в призабойной зоне пласта и приеме насоса;
- боковая устойчивость породы в призабойной зоне сохраняется;
- скважина (эксплуатационная колонна) прочно закреплена.

В связи с высокой обводненностью продукции добывающих скважин Советского месторождения получаются низкие величины критического  $P_{\text{заб}}$  и целевого  $P_{\text{заб}}$  позволяют регулировать рекомендуемое  $P_{\text{заб}}$  в широком диапазоне.

#### *Оценка условий фонтанирования*

В качестве основных параметров для анализа вариантов были избраны значения обводненности, газового фактора, давления на забое (депрессии). Расчеты проведены для значения устьевоего давления 1,5 МПа и различных значений обводненности. Учитывая диапазон проектных значений дебитов для скважин в моделях скважин использованы лифтовые колонны из насосно-компрессорных труб  $\varnothing 73$  мм. Результаты приведены в таблице 2.3.

Минимальное забойное давление для фонтанирования вводимых из бурения скважин по месторождению не опускается ниже 12,1 МПа даже для безводной нефти, что значительно выше проектного значения забойного давления, соответственно, при этом дебиты скважин гораздо ниже проектных значений.

Существенно влияет на дебит скважин снижение пластового давления. На рисунке 2.5 представлена диаграмма изменения дебита одной из вводимых скважин пласта АВ<sub>1</sub> при изменении пластового давления. По диаграмме видно,

что даже при минимальной обводненности падение  $P_{пл}$  с начальной величины 17,0 МПа до 15,4 МПа приводит к уменьшению среднего дебита в 2,6 раза.

Таблица 2.3 – Влияние обводненности продукции на параметры фонтанирования

Расчётные показатели	Обводненность				
	0	25	50	75	95
Пласт АВ <sub>1</sub>					
Дебит жидкости новых скважин, м <sup>3</sup> /сут	55,3	49,9	42,0	33,5	32,4
Минимальное давление фонтанирования, МПа	13,5	13,9	14,4	14,8	14,9
Пласт БВ <sub>8</sub>					
Дебит жидкости новых скважин, м <sup>3</sup> /сут	258,3	250,9	243,3	206,8	205,2
Минимальное давление фонтанирования, МПа	12,4	12,6	12,7	12,8	12,9

#### *Обоснование выбора механизированного способа добычи*

Применительно к условиям Советского месторождения были подобраны все наиболее известные способы добычи нефти. Оценка проводилась с учетом достижения потенциала вводимых скважин из бурения (по параметрам: дебит жидкости, дебит нефти, забойное давление) и возможности обеспечения характеристик выбранного способа эксплуатации УЭЦН (по параметрам: КПД, мощность, величина развиваемого напора, NPV). Результаты оценки по пласту АВ<sub>1</sub> с 2016 до 2030 года представлены в таблице 2.4.

Как видно из приведенных данных (табл. 2.4), для новых скважин, вводимых из бурения на Советском месторождении может быть рекомендован механизированный способ с использованием УЭЦН.



Рисунок 2.5 – Влияние изменения пластового давления на дебит фонтанирования пласта АВ1 Советского месторождения

Таблица 2.4 – Выбор способа эксплуатации для нефтяных скважин, вводимых из бурения

Год ввода	Число скважин	Расчетный режим							
		С/Э	Рзаб, атм	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	КПД, %	Мощность, кВт	Напор, м	NPV, тыс.руб
2016	3	УЭЦН	54	74,5	22,1	38	25,35	1216	21788
2017	21	УЭЦН	54	68,1	35,2	37	21,35	1121	38584
2018	18	УЭЦН	54	92,1	32,4	38	30,23	1174	34224
2019	23	УЭЦН	54	60,0	18,9	38	20,60	1226	18251
2020	14	УЭЦН	54	52,2	15,3	37	18,27	1251	13836
2021	11	УЭЦН	54	75,0	17,8	38	26,07	1243	16337
2022	14	УЭЦН	54	54,4	28,0	36	17,49	1150	29868
2023	15	УЭЦН	54	80,7	23,9	38	27,33	1210	23870
2024	14	УЭЦН	54	75,1	20,6	38	25,76	1226	19865
2025	14	УЭЦН	54	52,4	18,6	37	17,94	1224	18107
2026	14	УЭЦН	54	57,3	18,0	37	19,73	1232	17129
2027	10	УЭЦН	54	107,3	16,1	39	38,10	1269	13035
2028	10	УЭЦН	54	65,4	19,2	38	22,49	1229	18387
2029	10	УЭЦН	54	53,0	14,9	37	18,58	1254	13353
2030	9	УЭЦН	54	139,4	17,2	40	49,96	1281	13391

*Выбор конструкции лифта*

При выборе внутрискважинного оборудования, в частности, диаметра НКТ, следует учесть, что при большом газовом факторе и высоком дебите резко возрастают потери давления в колонне НКТ (крутой наклон на кривых противодавления в координатах «Давление – Дебит»). Но для скважин с прогнозируемым низким начальным дебитом, либо характеризующихся резким падением добычи с ростом обводненности, следует использовать НКТ меньшего диаметра, 73 мм либо 60 мм. Соответственно, в зависимости от производительности скважин для фонтанного лифта рекомендуется использование следующих НКТ: до 50 м<sup>3</sup>/сут Ду 60 мм; 50-200 м<sup>3</sup>/сут Ду 73 мм; более 200 м<sup>3</sup>/сут Ду 89 мм.

#### *Выбор устьевого и внутрискважинного оборудования*

Добыча нефти на месторождении будет осуществляться механизированным способом, с использованием УЭЦН. Технические средства и технологии подъема жидкости должны соответствовать добывным возможностям скважины. В нефтяных скважинах с типовой эксплуатационной колонной диаметром не ниже 146 мм рекомендуется использовать:

- оборудование устья скважины согласно требованиям: ГОСТ 13846-89 и ГОСТ Р 51365-2009;
- УЭЦН габарит 5, 5А производительностью 10-700 м<sup>3</sup>/сут, напором от 1030 м, производства ЗАО «Новомет-Пермь» или аналогичное;
- станция управления, с возможностью регулирования частоты вращения, оптимизации работы и защиты серийно выпускаемых ПЭД [2].

#### *Сравнение с другими механизированными способами добычи*

#### **ЭЦН (Электроцентробежный насос)**

##### *Плюсы:*

- Как правило, очень низкая себестоимость подъема для высоких объемов.
- Адаптируемость к наклонно-направленным скважинам с большими зенитными углами – до 80°С.

- Позволяет использовать минимум пространства под глубинные управляющие приборы и сопутствующие промысловые сооружения.
- Тихо, безопасно и гигиенично для допустимого производства на шельфе и в экологически уязвимых зонах.
- Обычно рассматривается насос высокой производительности – обеспечивает повышенные объемы и обводненность от поддержания давления и процессов добычи вторичными методами.
- Позволяет размещать продукцию скважин даже в процессе бурения и капитального ремонта в непосредственной близости.

*Минусы:*

- Допускает лишь минимальный процент выноса твердой фазы (песка).
- Дорогостоящие СПО для ликвидации аварий в скважине, поскольку для ревизии практически всех систем (кроме весьма специфических) необходимо извлекать НКТ.
- Потеря добычи во время простоя из-за аварии в скважине.
- Низкая адаптируемость к низким объемам. Хотя низкообъемные этапы существуют, особенно для дренирования газовых скважин. Обладают более низкой эффективностью.

*Применение:* Область применения УЭЦН — это высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом 20-1000 м<sup>3</sup>/сут и высотой подъема 500-2000 м. Нецелесообразно применять в неглубоких низкодебитных скважинах.

### **ШГН (Штанговый глубинный насос)**

*Плюсы:*

- Применяется для скважин малого диаметра и многопластовых заканчиваний.
- Может качать скважину до очень низкого давления (в зависимости от глубины и дебита).

- Система обычно с естественным отводом для сепарации газа и зондирования уровней флюидов.
- Может извлекать высокотемпературные и вязкие нефтепродукты.
- В качестве источника питания может использовать газ или электричество.
- Есть насосы со сдвоенными клапанами, качающие ходом поршня и вверх, и вниз.

*Минусы:*

- Проблемы с трением в искривленных стволах.
- Обычно ниже объемный КПД в газосодержащих скважинах.
- Ограничение по глубине, в основном от мощности штанг.
- Создает помехи на городских территориях.
- Подвержен проблемам с парафином.
- НКТ нельзя изнутри покрыть от коррозии.

*Применение:* Возможность использования системы ШГН следует рассмотреть для новых малодебитных скважин, ведь производственный персонал там обычно хорошо знает такие механически простые системы и может эксплуатировать их более эффективно. У большинства таких скважин высокая ликвидационная стоимость. Кроме того, системы ШГН следует рассмотреть для извлечения средних объемов с небольших глубин и малых объемов с промежуточных глубин.

### **ОВН (Объемный винтовой насос)**

*Плюсы:*

- Насос подходит для работы с твердой фазой и вязкими жидкостями, поскольку проходящие через насос твердые частицы могут отражаться о резиновый статор, но не создают статору или ротору сколько-нибудь значительное истирание или износ.
- В скважине у насоса всего одна движущаяся часть, нет клапанов, которые могут заклиниваться, забиваться или изнашиваться.

- Некоторые составные части являются стандартными серийными компонентами ЭЦН.

*Минусы:*

- Из-за мягкости материала статора установка не выдерживает в горячих скважинах (примерный температурный максимум – 120°C).
- Для увеличения КПД требуется сепарация газа. Газовых пробок образовываться не будет, однако в случае постоянного проникновения больших объемов газа или в случае откачивания система будет перегреваться с повреждением статора.
- Если установка откачивает (опоражнивает) скважину, скорее всего, произойдет серьезное повреждение статора.
- Резиновый статор может подвергаться воздействию легких углеводородов.

*Применение:* штанговые ОВН имеют распространение на метановых скважинах с угольными пластами, в добыче холодной тяжелой нефти, в отборе с песком и в других общих применениях.

### **Непрерывная газлифтная эксплуатация**

*Плюсы:*

- Газлифт позволяет использовать канатное оборудование и приборы, которые удобны и экономичны в обращении и обслуживании. Такая характеристика позволяет производить текущий ремонт через НКТ.
- При стандартной конструкции трубное остается полностью открытым. Это позволяет выполнять замеры забойного давления, очистку желонкой, использовать резку, парафин и пр.
- Высокие пластовые газовые факторы скорее служат в помощь, чем являются помехой. Таким образом, при газлифтной системе требуется меньше инъекционного газа, в то время как при всех насосных технологиях нагнетаемый газ значительно снижает КПД.
- Газлифт будет работать даже при некоторых конструкционных и проектных недочетах.

*Минусы:*

- Относительно высокое противодействие на пласт может сильно ограничить добычные возможности при непрерывном газлифте. Данная проблема усугубляется по мере увеличения глубины и падения статических забойных давлений.
- Газлифт относительно неэффективен, и часто приводит к большим капиталовложениям и высокой себестоимости энергии.
- В течение всего срока реализации проекта нужна достаточная подача газа.
- Дорогими могут быть эксплуатация и техобслуживания компрессоров.
- Повышенная сложность в подъеме нефти с низким значением плотности из-за более высокого трения. Охлаждающий эффект от расширения газа еще больше усугубляет эту проблему. Кроме того, охлаждающее действие создаст парафиновые проблемы.

*Применение:* Метод выгодно использовать на крупных месторождениях при наличии скважин с большими дебитами и высокими забойными давлениями после периода фонтанирования. Диапазон производительности газлифтных скважин при непрерывном газлифте 60-2000 т/сут [3].



### **3 АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН И ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ. ОПТИМИЗАЦИЯ**

#### **3.1 Анализ причин отказов механизированного фонда**

Отказы в работе УЭЦН могут быть представлены следующими типами:

- затянувшийся ремонт – включает отказы, при которых отказ УЭЦН произошел после монтажа и в процессе спуска в скважину до кнопочного запуска;
- повторный ремонт – включает отказы, при которых УЭЦН отработал 2 и менее суток с момента кнопочного запуска;
- преждевременный отказ – включает отказы, при которых с момента кнопочного запуска, УЭЦН отработал от 3 до 30 суток, а также от 31 до 180 суток включительно. Далее будет рассмотрен именно этот тип отказов.

В таблице 3.1 по данным результатов расследований АО «Томскнефть» ВНК приведены причины отказов оборудования за 2015 год. Основную долю составляют некомиссионные отказы (70,6%), что в основном, связано с наработкой оборудования свыше гарантийного срока (рис. 3.1).

Большая доля отказов связана с эксплуатационными отказами – 14,5%. Основная часть из них связана с вопросами коррозии и сопутствующими с ней проблемами, такими как «полеты» НКТ (6,9%), негерметичность лифта НКТ (1,0%), коррозия УЭЦН (0,7%). Наиболее оптимальным решением минимизации данного вида отказов служит замена «традиционных» НКТ на новые типы НКТ, изготовленных из коррозионностойких марок стали, НКТ с внутренним покрытием или защищенным с применением ингибиторной защиты. Меньшая часть эксплуатационных отказов связана с проблемой засорения механическими примесями (3,9%), отложением АСПО (0,2%), солеотложением (0,5%) и необеспеченностью притока (0,5%) при применении совместной компоновки ЭЦН с пакером. Уменьшить количество данного вида отказов можно применением в составе ВСО дополнительного оборудования для защиты от механических примесей, солеотложения, АСПО. Компоновки,

включающие в себя ЭЦН и пакер, должны быть дополнительно доукомплектовываться диспергаторами. Для других типов отказов, такими как брак эксплуатации УЭЦН (0,2%), необоснованный подъем (0,2%) и эксперимент (0,2%) в качестве профилактических мер может служить ужесточение контроля за точным соблюдением соответствующих пунктов Технологических регламентов и стандартов.

Таблица 3.1 – Причина отказов оборудования по данным расследований за 2015 год по данным АО «Томскнефть» ВНК на Советском месторождении

Вид отказа	Количество, ед.
<b>Эксплуатационные отказы:</b>	<b>59</b>
Брак эксплуатации УЭЦН	1
Засорение механическими примесями	16
Коррозия УЭЦН	3
Негерметичность лифта НКТ (без выхода из строя УЭЦН)	4
Необеспеченность притока	2
Необоснованный подъем	1
Отложение АСПО	1
Полет НКТ	28
Солеотложение	2
Эксперимент	1
<b>Конструкционные отказы:</b>	<b>19</b>
Брак изготовления удлинителя	4
Брак кабеля	5
Брак ПЭД	2
Брак ЭЦН	8
<b>Ремонтные отказы:</b>	<b>30</b>
Брак монтажа	1
Брак ремонта (изготовления) кабельной линии	6
Брак ремонта ГС (входной модуль)	1
Брак ремонта НКТ	8
Брак ремонта ПЭД	6

Продолжение таблицы 3.1

Брак ремонта ЭЦН	8
<b>Организационные причины</b>	<b>12</b>
Организационные причины ТКРС	1
Организационные причины ЦДНГ	1
Организационные причины ЭПУС (брак обслуживания)	10
<b>Некомиссионные отказы</b>	<b>288</b>

Небольшая доля отказов связана с ремонтными отказами (7,4%). Главными из них являются брак ремонта кабельной линии (1,5 %), брак ремонта входного модуля газового сепаратора (0,2%), а также брак ремонта ПЭД (1,5%) и ЭЦН (2,0%). В качестве профилактических мер для снижения данного вида отказов служит обеспечение качественного пооперационного контроля качества ремонта вышедшей из строя продукции на каждом из этапов его ремонта. Часть ремонтных отказов связана с браком ремонта НКТ (2,0%) и браком монтажа (0,2%). Уменьшению данного вида отказов может служить усиление входного контроля поступающих после ремонта НКТ, а также дополнительное тестирование персонала, связанного с проведением монтажа на знание инструкций по проведению монтажа.

Часть отказов связана с конструкционными отказами (4,7%). Причиной данного вида отказов служит брак изготовления удлинителя (1,0%), брак кабеля (1,2%), ПЭД (0,5%) и ЭЦН (2,0%). Снижению данных отказов может способствовать усиление входного контроля поступающей продукции и её дополнительное тестирование.

Меньшую часть отказов (2,9%) составляют организационные причины ЭПУС (2,5%), ЦДНГ (0,2%) и ТКРС (0,2%). Доля данных отказов может быть снижена после дополнительного обучения и тестирования обслуживающего персонала, а также в результате обеспечения эксплуатации УЭЦН в соответствии со стандартами АО «Томскнефть» ВНК [2].

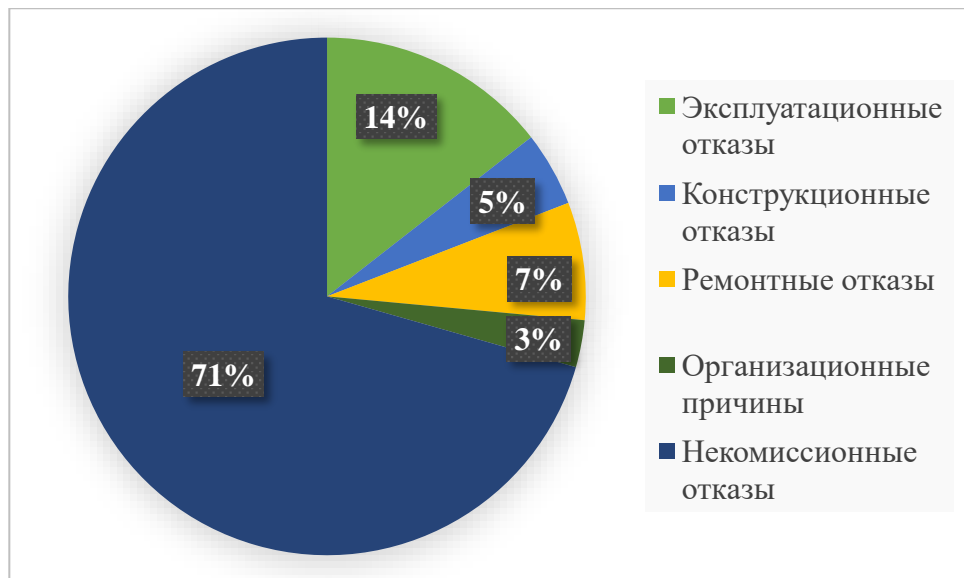


Рисунок 3.1 – Распределение отказов УЭЦН по видам за 2015 год

Исходя из вышесказанного, можно сделать следующие выводы:

- анализ отказов эксплуатационного фонда показывает, что основными отказами являются некомиссионные отказы, что свидетельствует о наработке оборудования больше гарантированного срока службы;
- среди отказов присутствуют большинство из однотипных видов присутствующих на месторождениях АО «Томскнефть» ВНК: эксплуатационные, конструкционные, ремонтные и организационные;
- уменьшению количества отказов может способствовать проведение дополнительных организационно-технических мероприятий.

### 3.2 Осложнения при эксплуатации механизированного фонда

Осложнения представляют из себя следствие какого-либо явления, происходящего с флюидом, пластом или скважиной в процессе эксплуатации. В случае Советского месторождения, которое находится на завершающей стадии эксплуатации, таким явлением неоднократно выступает высокая обводненность скважинной продукции.

Обводненность скважины – это содержание воды в продукции скважины, определяемое как отношение дебита воды к сумме дебитов нефти и воды (дебита жидкости).

Обводненность скважин определяют систематическим отбором проб жидкости, поступающей из скважин, и автоматическим контролем за обводненностью.

Характер обводнения пластов-коллекторов различен – он зависит от свойств продуктивных пластов, начальных условий залегания нефти в пласте и системы разработки нефтяных месторождений.

Главное влияние на этот показатель оказывает послойная и зональная неоднородность пластов. Интенсивнее всего обводняются наиболее проницаемые прослои пласта, а слабопроницаемые слои обводняются очень медленно.

Неравномерное обводнение пластов по их мощности и простиранию усиливается при высоком соотношении вязкости нефти и воды.

По статистике основной причиной обводнения добывающих скважин является прорыв нагнетаемой воды, т.к. плотности закачиваемой и добываемой воды совпадают.

К слову обводненность скважин наряду с производительностью является одним из важнейших показателей, определяющих величину прямых затрат на добычу [4].

Скважины с наличием осложнений называют осложненным фондом. Градация механизированного фонда скважин проводится по категории осложняющих факторов (ОФ) и делится на следующие виды:

1. Солеотложение (СФ).
2. Коррозионная агрессивность (КФ).
3. Эрозионная агрессивность (ЭФ).
4. Механические примеси (МП).
5. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АО).
6. Газогидратные отложения (ГО).
7. Высоковязкие нефти (ВН).
8. Эмульсия (ЭМ).
9. Высокая температура пласта (ВТ).

## 10. Высокий газовый фактор (ВГФ).

Выявление ОФ и определение технологий защиты происходит на следующих этапах:

- Анализ отказов (эффективность работы оборудования, эффективность текущей защиты) – дизайн, комплектация погружного оборудования (ПО), технологии защиты.
- Анализ ТиКРС (результаты подъема ПО, демонтажа, нормализации забоя, проведения дополнительных работ) – оперативное принятие решения по изменению дизайна, комплектации ПО, технологии защиты.
- Анализ ВНР (проявление новых осложнений) – определение технологий защиты.
- Анализ эксплуатации (проявление новых осложнений, эффективность проведения регламентных работ, эффективность текущей защиты) – определение/изменение технологий защиты.

Далее из ОФ, связанных с высокой обводненностью, будут рассмотрены следующие: солеотложение, асфальтосмолопарафиновые отложения, механические примеси, коррозионная и эрозионная агрессивность.

### 3.2.1 Солеотложение

Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции. Главным источником выделения солей является вода, которая добывается совместно с нефтью.

Практика показывает, что затраты на предупреждение солеотложения в десятки раз меньше имеющих место финансовых потерь. По этой причине работы по предупреждению отложения солей являются одними из приоритетных на данный период времени.

Все попутно-добываемые воды содержат растворенные соли в тех или иных количествах. Содержание растворенных в воде солей оценивается

параметром общей минерализации: нефтяные месторождения Западной Сибири характеризуются низким показателем минерализации пластовой воды – от 4 до 25 г/литр (0,4-2,5 %). Для сравнения в Самарском регионе пластовые воды ряда горизонтов имеют минерализацию до 300 г/л (30 %).

По ряду причин соли, растворенные в попутно-добываемой воде, выпадают из водного раствора. К слову, не все соли, выпавшие из раствора, будут отложены на поверхности оборудования, из-за этого необходимо различать процесс выпадения солей и процесс солеотложения.

Выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную. Из этого следует, что выпадение осадка может происходить как вследствие возрастания фактической концентрации соединения или иона потенциально способного к выпадению в осадок, так и за счет снижения равновесной концентрации соединения или иона.

Первое имеет место при смешивании вод разного состава несовместимых друг с другом и растворении минералов горных пород. Второе происходит при перенасыщении вод в результате изменения давления и температуры, испарении воды, выделении газов.

Из-за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта в добывающей скважине также происходит смешение остаточной воды, вытесняемой вместе с нефтью, с закачиваемой водой в различных соотношениях, что приводит к выпадению солей в ПЗП. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины.

Подъем добываемой продукции по стволу скважины сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесия, что сопровождается перераспределением растворенного углекислого газа между водой и нефтью и приводит к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред.

### *Зоны отложения солей:*

- Зона 1 – призабойная зона скважины.
- Зона 2 – эксплуатационная колонна.
- Зона 3 – поверхность колес ЭЦН (причинами интенсивного отложения карбоната кальция на колесах ЭЦН, является повышение температуры потока добываемой продукции из-за теплоотдачи от работающего погружного электродвигателя и выделение газа на нижних ступенях ЭЦН).
- Зона 4 – НКТ, наземные коммуникации.
- Зона 5 – Печи установок пунктов подготовки нефти.

Несмотря на то, что источником солеотложения является попутно добываемая вода, в период работы скважины с малой обводненностью продукции проблема солеотложения остается актуальной. Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводненных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В этом случае происходит общее понижение растворимости солей.

### *Состав солевых отложений*

Анализом осадков с рабочих колес ЭЦН солеобразующих скважин месторождений нефти АО «Томскнефть» ВНК определено наличие в отложениях асфальтосмолопарафиновых веществ, катионов  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{3+}$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ , анионов  $\text{S}^{2-}$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{Cl}^-$ , окислов –  $\text{Al}_2\text{O}_3$ ,  $\text{SiO}_2$ , мехпримесей искусственного происхождения (пропантa) [5].

### *Снижение/предупреждение отказов по причине «Солеотложение»*

С целью предупреждения отказов и снижения их количества необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

1. При ТиКРС предусматривать дополнительные работы по результатам подъема и демонтажа ПО.
2. При подаче заявок на подготовку ЭПО ЭЦН предусматривать спуск контейнеров с ингибитором солеотложений (ПСК).



3. При подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск УЭЦН с рабочими органами и направляющими аппаратами, не склонными к отложению солей.

4. На всех скважинах после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) производить долив ингибитора солеотложений в ловильную головку УЭЦН после монтажа или спуска НКТ. Исключение составляют скважины, смонтированные с ПСК или УЭЦН с ЖКП.

5. Все скважины осложненного фонда включать в график ингибирования (постоянного, периодического), за исключением скважин с ПСК и УЭЦН с ЖКП.

### **3.2.2 Асфальтосмолопарафиновые отложения**

Парафины – это твердые вещества, нерастворимые в воде при нормальной температуре, оседающие в резервуарах, НКТ, трубопроводах, через которые прокачиваются углеводородные флюиды. Отложения АСПО в НКТ обычно отмечаются на глубине до 600м.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) в скважинном оборудовании приводят к ухудшению эксплуатационных показателей его работы: снижается дебит скважин, увеличивается энергопотребление на добычу единицы нефтепромысловой продукции, снижается МРП и наработка на отказ подземного оборудования.

Интенсивность образования АСПО зависит от их природы, физико-химических свойств нефти и ее обводненности, состояния внутренней поверхности НКТ, объемов и температуры добываемой нефтепромысловой продукции.

Для удаления АСПО используются различные методы, в том числе химические и механические методы [6].

#### *Снижение/предупреждение отказов по причине «АСПО»*

1. При подаче заявок на подготовку ЭПО при необходимости предусматривать спуск УЭЦН с РО ЖКП.

2. Спуск погружного оборудования производить на НКТ с покрытием (НКТП), предназначенным для работы с данным осложняющим фактором.

При необходимости проведения СПО скребка в скважины с НКТП от АСПО работы производить с помощью полиуретанового скребка, применение металлических скребков запрещено.

3. Скважины осложненного фонда, по которым отсутствует какая-либо защита от АСПО включать в график периодического СПО скребка, периодических промывок горячей нефтью при помощи АДПМ или периодических промывок растворителями АСПО.

### **3.2.3 Механические примеси**

Выделяют четыре основных типа источников возникновения механических примесей:

1) Непосредственно пласт как продукт разрушения горных пород, либо это незакрепленный проппант, закаченный при ГРП, а также кристаллы солей;

2) Технологические жидкости: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химические реагенты, непрошедшие должным образом подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения;

3) Эксплуатационные колонны – продукты коррозии;

4) Само глубинно-насосное оборудование (ГНО), неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах и т.п.

Основную долю механических примесей составляют выносимые из пласта частицы, образованные в процессе эксплуатации скважин, но при этом, значительная их часть имеет непластовое происхождение: продукты коррозии подземного оборудования и частицы, вносимые в скважину в результате проведения ремонтов и геолого-технических мероприятий; нерастворимые твердые включения в составе жидкости глушения или обломки проппанта

после проведения гидроразрыва пласта, а также продукты, образованные взаимодействием химически несовместимых перекачиваемых жидкостей [7].

Большая часть мировых запасов углеводородного сырья приходится на долю продуктивных пластов в слабоцементированных породах. В процессе разработки таких месторождений происходит разрушение скелета породы коллектора и сильный интенсивный вынос механических примесей.

Наиболее остро обстоит ситуация на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, когда добыча нефти сопровождается высокой степенью обводненности, как в случае Советского месторождения. Обводненность играет значительную роль в процессах развития интенсификации выноса пластового песка и разрушения слабоцементированных пород продуктивных горизонтов на месторождениях [8].

Проблема наиболее сильно проявляется в тех скважинах, где проводились методы воздействия на ПЗП, в том числе и гидроразрыв пласта (ГРП), последствиями которых являются поступления несцементированных частиц породы, проппанта с пластовыми флюидами в скважину [9]. Как это часто бывает, предотвращение проблемы выноса мехпримесей по многим критериям оказывается гораздо более эффективным направлением работы, чем борьба с последствиями [10].

*Снижение/предупреждение отказов по причине «Механические примеси»*

1. При ТиКРС предусматривать дополнительные работы по результатам подъема и демонтажа ПО.

2. Разрешается применение новых конструкций ЭЦН на осложненном фонде скважин: с увеличенными проходными каналами, со ступенями открытого типа.

3. При подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск дополнительной защиты от механических примесей (дессендеры песка).

4. На осложненном фонде скважин при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск насосных фильтров, устанавливаемых на ГНО.

Непосредственная же борьба с механическими примесями и высоким уровнем КВЧ требует индивидуального подхода и осуществляется посредством разработки комплексной технологии по оборудованию скважин фильтрами, укреплению ПЗП, проведению капитального ремонта совместно с ограничением водопритоков, вывод скважины на оптимальный режим с учетом влияния всех действующих факторов [11].

### **3.2.4 Коррозионная агрессивность**

Коррозия – это разрушение металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды, это окислительно-восстановительный гетерогенный процесс, происходящий на поверхности раздела фаз.

По механизму протекания различают химическую и электрохимическую коррозию. Коррозия стали в водной среде происходит вследствие протекания электрохимических реакций, т.е. реакций, сопровождающихся протеканием электрического тока. Электрохимическая коррозия возникает в результате работы множества макро- или микрогальванопар в металле, соприкасающемся с электролитом. Причины возникновения гальванических пар в металлах:

- соприкосновение двух разнородных металлов;
- наличие в металле примесей;
- наличие участков с различным кристаллическим строением;
- образование пор в окисной пленке;
- наличие участков с различной механической нагрузкой;
- наличие участков с неравномерным доступом активных компонентов внешней среды, например, воздуха.

Таким образом, образуются гальванические элементы, микропары, то есть образуются анодные и катодные участки. Анодом является металл с более

высоким отрицательным потенциалом, катодом является металл с меньшим потенциалом. Между ними возникает электрический ток.

Коррозионную агрессивность воды характеризуют природа и количество растворенных солей, pH, жесткость воды, содержание кислых газов. Степень влияния этих факторов зависит от температуры, давления, структуры потока и количественного соотношения воды и углеводов в системе [12].

*Снижение/предупреждение отказов по причине «Коррозионная агрессивность»*

1. При подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск коррозионностойкого ЭЦН исполнения.

2. По осложненным скважинам при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск ПЭД и ГЗ с защитным покрытием (высокоскоростное газопламенное напыление, монельное покрытие).

3. При подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск удлинителя и метизов в коррозионностойком исполнении.

4. По осложненным скважинам спуск погружного оборудования производить на НКТ с покрытием (НКТП), предназначенным для работы с данным осложняющим фактором, в том числе и осложненным скважинам с УЭЦН в комплекте с пакером. Вся подвеска НКТ должна быть с внутренним покрытием, включая патрубки и переводники.

5. По скважинам, находящимся в графике ингибирования от коррозии при каждом ТиКРС производить смену всей подвески НКТ на новую или ремонтную без наработки (с 0 СПО).

### **3.2.5 Эрозионная агрессивность**

Эрозия внутренней поверхности трубы – это изменение толщины стенки трубы, вымывание металла трубы (рис. 3.2).

Причинами эрозии могут быть:

- Движение добываемой жидкости с повышенной скоростью;

- Наличие абразивных частиц, перепадов давления и т.д. в добываемой жидкости ускоряет процесс износа внутренней поверхности.
- Применение НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах.



Рисунок 3.2 – Эрозия внутренней поверхности трубы

*Снижение/предупреждение отказов по причине «Эрозионная агрессивность»*

1. По осложненным скважинам при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск дополнительной защиты от мех.примесей (десендеры песка).
2. На осложненном фонде скважин при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск насосных фильтров, устанавливаемых на ГНО.
3. По осложненным скважинам при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск ПЭД и ГЗ с защитным покрытием (высокоскоростное газопламенное напыление, монельное покрытие).

### **3.3 Инженерный расчет УЭЦН для скважины № 311 Советского нефтяного месторождения**

Подбор скважины-кандидата для инженерного расчета происходил по критериям:

- Низкий коэффициент продуктивности;
- Высокая обводненность;

- Соотношения номинального дебита жидкости и текущего – текущий дебит значительно меньше номинального;

- Положительный скин-фактор, свидетельствующий о загрязнении ПЗП;

- Скважина находится в действующем фонде.

На основании этого по данным технологического режима нефтяного фонда скважин на август 2019 года была подобрана скважина №311, эксплуатируемая с помощью насоса (0215)ЭЦНИАКИ5-80. Скважина работает в пласте АВ<sub>1</sub>. Скважина №311 полностью удовлетворяет установленным критериям:

- Коэффициент продуктивности скважины – 3,34 м<sup>3</sup>/сут\*атм;
- Обводненность продукции скважины – 90%;
- Соотношения номинального дебита жидкости и текущего – текущий дебит составляет 18 м<sup>3</sup>/сут при номинальном дебите – 80 м<sup>3</sup>/сут. Насос относится к установкам, которые работают «левее» рабочей зоны (с недогрузом);

- Скин-фактор – 9,28;

- Скважина находится в действующем фонде.

На основании этого произведем расчет и подбор оптимальной установки ЭЦН для данной скважины.

Исходные данные для проведения расчета приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчета

Параметр	Единицы измерения	Значение	
		Нефть	Вода
Плотность	кг/м <sup>3</sup>	845	1012
Коэффициент кинематической вязкости	м <sup>2</sup> /с·10 <sup>-5</sup>	0,19	0,06
Планируемый дебит скважины	м <sup>3</sup> /сутки	53	
Обводненность продукции пласта	доли ед.	0,9	
Газовый фактор	м <sup>3</sup> / м <sup>3</sup>	55,62	
Объемный коэффициент нефти		1,13	

Продолжение таблицы 3.2

Глубина расположения пласта (отверстий перфорации)	м	1656
Пластовое давление	МПа	19,63
Давление насыщения	МПа	8,00
Пластовая температура	°С	58
температурный градиент	°С	0,034
Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /сут*атм	3,34
Буферное давление	МПа	2,13
Затрубное давление	МПа	3,04
Внутренний диаметр обсадной колонны	мм	154
Эффективная вязкость смеси	м <sup>2</sup> /с*10 <sup>-5</sup>	0,23

1) Определяется плотность смеси на участке "забой скважины – прием насоса":

$$\rho_{см} = \rho_{в} * b + \rho_{н} * (1 - b) \quad (3.1)$$

где  $\rho_{н}$  – плотность нефти, кг/м<sup>3</sup>;  $\rho_{в}$  – плотность пластовой воды;  $b$  – обводненность.

$$\rho_{см} = 1012 * 0,9 + 845 * (1 - 0,9) = 995,3 \text{ кг/м}^3$$

2) Определяется забойное давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины:

$$P_{заб} = P_{пл} - Q / K_{прод} \quad (3.2)$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;  $Q$  – планируемый дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;  $K_{прод}$  – коэффициент продуктивности скважины, м<sup>3</sup>/сут\*атм.

$$P_{заб} = 19,63 - 53 / 3,34 = 3,76 * 10^6 \text{ Па}$$

3) Определяется глубина расположения динамического уровня при заданном дебите жидкости:

$$H_{дин} = L_{скв} - P_{заб} / \rho_{см} * g \quad (3.3)$$

где  $L_{скв}$  – глубина расположения пласта, м.

$$H_{дин} = 1656 - 3,76 * 10^6 / 995,3 * 9,81 = 1270,93 \text{ м}$$



4) Определяется давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона и данного типа насоса (принимается  $\Gamma = 0,15$ ):

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma) * P_{\text{нас}} \quad (3.4)$$

где  $P_{\text{нас}}$  – давление насыщения, МПа.

$$P_{\text{пр}} = (1 - 0,15) * 8,0 * 10^6 = 6,8 * 10^6 \text{ Па}$$

5) Определяется глубина подвески насоса:

$$L = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{см}} * g} \quad (3.5)$$

$$L = 1270,93 + \frac{6,8 * 10^6}{995,3 * 9,81} = 1967,79 \text{ м}$$

6) Определяется температура пластовой жидкости на приеме насоса:

$$T = T_{\text{пл}} - (L_{\text{скв}} - L) * G_{\text{т}} \quad (3.6)$$

где  $T_{\text{пл}}$  – пластовая температура, °С;

$G_{\text{т}}$  – температурный градиент, °С/м.

$$T = 58 - (1656 - 1967,79) * 0,02 = 68,6 \text{ °С}$$

7) Определяется объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$B^* = b + (1 - b)[1 + (B - 1) * \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}}] \quad (3.7)$$

где  $B$  – объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;

$b$  – обводненность продукции;

$P_{\text{пр}}$  – давление на входе в насос, МПа;

$P_{\text{нас}}$  – давление насыщения, МПа.

$$B^* = 0,9 + (1 - 0,9) \left[ 1 + (1,13 - 1) * \sqrt{\frac{6,8}{8,0}} \right] = 1,002$$

8) Вычисляется дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{\text{пр}} = Q * B^* \quad (3.8)$$

$$Q_{\text{пр}} = 53 * 1,002 = 53,11 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,000615 \text{ м}^3/\text{с}$$

9) Определяется объемное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{\text{пр}} = G * \left(1 - \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}\right) \quad (3.9)$$

где  $G$  – газовый фактор,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

$$G_{\text{пр}} = 55,62 * \left(1 - \frac{6,8}{8,0}\right) = 3,34 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

10) Определяется газосодержание на входе в насос:

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}\right) / \frac{B^*}{G_{\text{пр}}} + 1} \quad (3.10)$$

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{6,8}{8,0}\right) / \frac{1,002}{3,34} + 1} = 0,2$$

11) Вычисляется расход газа на входе в насос:

$$Q_{\text{г.пр.с.}} = \frac{Q_{\text{пр}} * \beta_{\text{вх}}}{1 - \beta_{\text{вх}}} \quad (3.11)$$

$$Q_{\text{г.пр.с.}} = \frac{53,11 * 0,2}{1 - 0,2} = 13,28 \text{ м}^3/\text{сут}$$

12) Вычисляется приведенная скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

$$C = \frac{Q_{\text{г.пр.с.}}}{f_{\text{СКВ}}} \quad (3.12)$$

где  $f_{\text{СКВ}}$  – площадь сечения скважины на приеме насоса.

$$f_{\text{СКВ}} = \frac{\pi * d^2}{4} \quad (3.13)$$

где  $d$  – диаметр обсадной колонны, м.

$$f_{\text{СКВ}} = \frac{3,14 * 0,154^2}{4} = 0,019 \text{ м}^2$$

$$C = \frac{13,28}{24 * 3600 * 0,019} = 0,0083 \text{ м}^3/\text{с}$$

13) Определяется истинное газосодержание на входе в насос:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{ВХ}}}{1 + \frac{C_{\text{П}}}{C} * \beta_{\text{ВХ}}} \quad (3.14)$$

где  $C_{\text{П}}$  – скорость всплытия газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины ( $C_{\text{П}}=0,02$  см/с при  $b<0,5$  и  $C_{\text{П}} = 0,16$  см/с при  $b>0,5$ ).

$$\varphi = \frac{0,2}{1 + \frac{0,0016}{0,0083} * 0,02} = 0,19$$

14) Определяется работа газа на участке "забой-прием насоса":

$$P_{\text{Г1}} = P_{\text{нас}} * \left( \frac{1}{1 - 0,4 * \varphi} - 1 \right) \quad (3.15)$$

$$P_{\text{Г1}} = 8,0 * \left( \frac{1}{1 - 0,4 * 0,19} - 1 \right) = 0,67 \text{ МПа}$$

15) Определяется работа газа на участке "нагнетание насоса-устье скважины":

$$P_{\text{Г2}} = P_{\text{нас}} * \left( \frac{1}{1 - 0,4 * \varphi_{\text{буф}}} - 1 \right) \quad (3.16)$$

где

$$\varphi_{\text{буф}} = \frac{\beta_{\text{буф}}}{1 + \frac{C_{\text{П}}}{C} * \beta_{\text{буф}}} \quad (3.17)$$

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\left( 1 + \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}} \right) / B^*_{\text{буф}} / G_{\text{буф}} + 1} \quad (3.18)$$

Величины с индексом "буф" относятся к сечению устья скважины и являются "буферными" давлением, газосодержанием и т.д.

$$B^*_{\text{буф}} = b + (1 - b) * \left[ 1 + (B - 1) * \sqrt{\frac{P_{\text{буф}}}{P_{\text{нас}}}} \right] \quad (3.19)$$

$$B^*_{\text{буф}} = 0,9 + (1 - 0,9) * \left[ 1 + (1,13 - 1) * \sqrt{\frac{2,13}{8,0}} \right] = 1,007$$

$$G_{\text{буф}} = G * \left( 1 - \frac{P_{\text{буф}}}{P_{\text{нас}}} \right) \quad (3.20)$$

$$G_{\text{буф}} = 55,62 * \left( 1 - \frac{2,13}{8,0} \right) = 40,84 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

$$\beta_{\text{буф}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{6,8}{8,8}\right) / \frac{1,002}{40,84} + 1} = 0,96$$

$$\varphi_{\text{буф}} = \frac{0,47}{1 + \frac{0,0016}{0,0083} * 0,96} = 0,81$$

$$P_{r2} = 8,0 * \left( \frac{1}{1 - 0,4 * 0,81} - 1 \right) = 3,87 \text{ МПа}$$

16) Определяется потребное давление насоса:

$$P = \rho * g * H_{\text{дин}} + P_{\text{буф}} - P_{r1} - P_{r2} \quad (3.21)$$

$$P = 995,3 * 9,81 * 1270,93 + 2,13 * 10^6 - 0,67 * 10^6 - 3,87 * 10^6 \\ = 10,002 \text{ МПа}$$

Через потребное давление насоса можно определить напор насоса:

$$H = \frac{P}{\rho * g} = \frac{10,002 * 10^6}{995,3 * 9,81} = 1024,41 \text{ м}$$

17) По величине подачи насоса на входе, потребному давлению (напору насоса) и внутреннему диаметру обсадной колонны выбирается погружной центробежный насос. Выбираем 225(226)ЭЦНАКИ5-60 производства завода «Алнас» (рис. 3.3).

Количество ступеней – 100, напор – 440 м. Диаметр насоса согласно ТУ 3631-025-21945400-97 равен 92 мм.

Величины, характеризующие работу этого насоса в оптимальном режиме (рис. 3.3):

- Оптимальная подача насоса на воде –  $Q_{\text{ов}}=60 \text{ м}^3/\text{сут}=0,000694 \text{ м}^3/\text{с}$ ;
- Оптимальный КПД насоса на воде –  $\eta_{\text{ов}}=0,46$ ;
- Оптимальная мощность насоса на воде –  $N_{\text{ов}}=6,52 \text{ кВт}$ .

18) Определяется коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтегазовой смеси относительно водяной характеристики:

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 * v^{0,85} * Q_{\text{ов}}^{-0,57} \quad (3.22)$$

где  $v$  – эффективная вязкость смеси,  $\text{м}^2/\text{с} * 10^{-5}$ .

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 * (0,23 * 10^{-5})^{0,85} * 0,000694^{-0,57} = 0,995$$

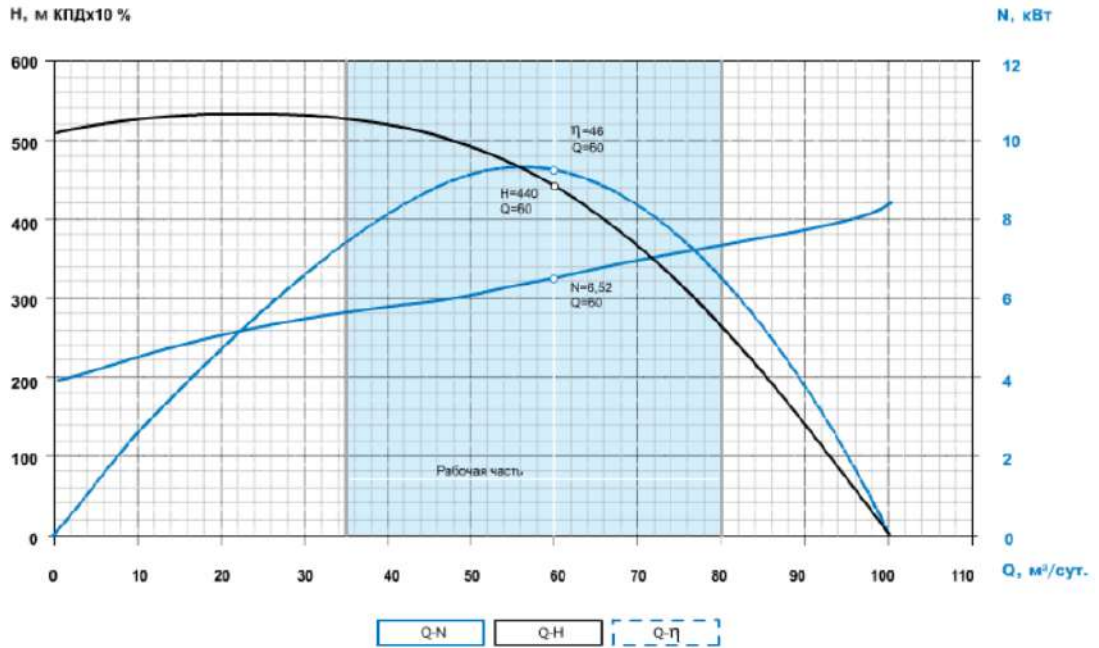


Рисунок 3.3 – Характеристика насосов 225(226)ЭЦНАКИ5-60 на подачу 60м³/сут на воде плотностью 1000 кг/м³

19) Вычисляется коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta v} = 1 - \frac{1,95 * v^{0,4}}{Q_{об}^{0,27}} \quad (3.23)$$

$$K_{\eta v} = 1 - \frac{1,95 * (0,23 * 10^{-5})^{0,4}}{0,000694^{0,27}} = 0,92$$

20) Вычисляется коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_c = \frac{1}{1 + 6,02 * \frac{Q_{пр}}{f_{СКВ.К}}} \quad (3.25)$$

где  $f_{СКВ.К}$  – площадь кольца, образованного внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом насоса, м².

$$f_{СКВ.К} = f_{СКВ} - f_H \quad (3.26)$$

где  $f_H$  – площадь сечения насоса, м².

$$f_H = \frac{\pi * d_H^2}{4} \quad (3.27)$$

где  $d_H$  – диаметр насоса, м.

$$f_H = \frac{3,14 * 0,092^2}{4} = 0,007 \text{ м}^2$$

$$f_{\text{СКВ.К}} = 0,019 - 0,007 = 0,012 \text{ м}^2$$

$$K_c = \frac{1}{1 + 6,02 * \frac{0,000615}{0,012}} = 0,76$$

21) Определяется относительная подача жидкости на входе в насос:

$$q = \frac{Q_{\text{ж.пр}}}{Q_{\text{ОВ}}} \quad (3.28)$$

$$q = \frac{0,000615}{0,00694} = 0,89$$

22) Определяется относительная подача на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{ж.пр}}}{Q_{\text{ОВ}} * K_{Qv}} \quad (3.29)$$

$$q_{\text{пр}} = \frac{0,000615}{0,000694 * 0,995} = 0,89$$

23) Вычисляется газосодержание на приеме насоса с учетом газосепарации:

$$\beta_{\text{пр}} = \beta_{\text{ВХ}} * (1 - K_c) \quad (3.30)$$

$$\beta_{\text{пр}} = 0,2 * (1 - 0,76) = 0,047$$

24) Определяется коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{Hv} = 1 - \frac{1,07 * v^{0,6} * q_{\text{пр}}}{Q_{\text{ОВ}}^{0,57}} \quad (3.31)$$

$$K_{Hv} = 1 - \frac{1,07 * (0,23 * 10^{-5})^{0,6} * 0,89}{0,000694^{0,57}} = 0,98$$

25) Определяется коэффициент изменения напора насоса с учетом влияния газа:

$$K = \frac{1 - \beta_{\text{пр}}}{(0,85 - 0,31 * q_{\text{пр}})^A} \quad (3.32)$$

Где

$$A = \frac{1}{15,4 - 19,2 * q_{\text{пр}} + (6,8 * q_{\text{пр}})^2} \quad (3.33)$$

$$A = \frac{1}{15,4 - 19,2 * 0,89 + (6,8 * 0,89)^2} = 0,029$$

$$K = \frac{1 - 0,047}{(0,85 - 0,31 * 0,89)^{0,029}} = 0,89$$

26) Определяется напор насоса на воде при оптимальном режиме:

$$H = \frac{P}{\rho * g * K * K_{Hv}} \quad (3.34)$$

$$H = \frac{14,4 * 10^6}{1014,5 * 9,8 * 0,89 * 0,98} = 1085,31 \text{ м}$$

27) Вычисляется необходимое число ступеней насоса:

$$Z = \frac{H}{h_c} \quad (3.35)$$

где  $h_c$  – напор одной ступени выбранного насоса.

$$h_c = \frac{H_{\text{табл}}}{100}$$

где  $H_{\text{табл}}$  – напор, м.

$$h_c = \frac{440}{100} = 4,4 \text{ м}$$

$$Z = \frac{1085,31}{4,4} = 246,66$$

Число  $Z$  округляется до большего целочисленного значения (в нашем случае до 247) и сравнивается со стандартным числом ступеней выбранного типоразмера насоса ( $Z=247$ ) (рис. 3.4).

Расчетное число ступеней совпало с стандартным числом ступеней насоса в сборке Е.

Если расчетное число ступеней оказывается больше, чем указанное в технической документации на выбранный типоразмер насоса, то необходимо выбрать следующий стандартный типоразмер с большим числом ступеней и повторить расчет, начиная с п. 17.

Если расчетное число ступеней оказывается меньше, чем указанное в технической характеристике, но их разность составляет не более 5 %, выбранный типоразмер насоса оставляется для дальнейшего расчета. Если стандартное число ступеней превышает расчетное на 10 %, то необходимо

решение о разборке насоса и изъятии лишних ступеней. Другим вариантом может быть решение о применении дросселя в устьевом оборудовании.

Схема сборки	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
Количество ступеней, шт.	105	142	179	210	247	284	321	358	389	426	463	500	537	568	605	642	679	716	747	784	821
Напор при 50 Гц, м	450	600	800	900	1100	1250	1400	1550	1700	1850	2000	2200	2350	2500	2650	2800	3000	3150	3300	3450	3600
Мощность при 50 Гц, кВт	6,85	9,26	11,67	13,69	16,10	18,52	20,93	23,34	25,36	27,78	30,19	32,60	35,01	37,03	39,45	41,86	44,27	46,68	48,70	51,12	53,53

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U
3	4	5	3	3	4	4	5	3	4	4	4	5	4	4	4	4	5	4	4	4
			3	4	4	5	5	4	4	4	5	5	4	4	4	5	5	4	4	4
					4	5	5	4	4	4	5	5	4	4	4	5	5	4	4	4
								4	4	5	5	5	4	4	5	5	5	4	4	5
									4	5	5	5	4	4	5	5	5	4	5	5
													4	5	5	5	5	5	5	5
																		5	5	5
																				5

Рисунок 3.4 - Варианты сборки 225(226)ЭЦНАКИ5-60 [КАТАЛОГ АЛНАС]

28) Определяется КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы:

$$\eta = K_{\eta v} * K_c * \eta_{ov} \quad (3.36)$$

$$\eta = 0,92 * 0,76 * 0,46 = 0,32$$

29) Определяется мощность насоса:

$$N = \frac{P * Q}{\eta} \quad (3.37)$$

$$N = \frac{10,002 * 10^6 * 0,000694}{0,32} = 21,6 \text{ кВт}$$

30) Установка проверяется на максимально допустимую температуру на приеме насоса:

$$T < [T] \quad (3.38)$$

$$68,6^\circ\text{C} < 90^\circ\text{C}$$



где  $[T]$  — максимально допустимая температура откачиваемой жидкости на приеме погружного насоса [13], 90°C согласно ТУ 3631-025-21945400-9.

В ходе расчета была подобрана оптимальная установка (225(226)ЭЦНАКИ5-60) для скважины №311 с вычислением необходимого количества ступеней (247) и выбором подходящего варианта сборки (Е).

Из таблицы 3.1 видно, что большую часть эксплуатационных отказов составляют отказы «Засорение механическими примесями». Как указывалось ранее, по данным для скважины №311 скин-фактор составляет 9,28 единиц, что означает сильное загрязнение ПЗП. Помимо этого, обводненность скважины составляет 90%, что является достаточно высоким значением. Так как месторождение находится на завершающей стадии разработки высокие значения обводненности продукции скважин встречаются на скважинах эксплуатационного фонда довольно часто, но из-за значительного выноса воды происходит множество вытекающих проблем с эксплуатацией, также описанных ранее. В следствие высокой обводненности эксплуатация скважины может оказаться нерентабельной даже с подбором оптимальной установки ЭЦН. На основании этого предлагается провести обработку призабойной зоны составом УНИ-4.

Состав УНИ-4 — это обратная микроэмульсия, обладающая гидрофобизирующим действием. Гидрофобизирующий состав УНИ-4 представляет собой 1...3%-ный водный раствор (водную дисперсию) поверхностно-активного вещества (разработанного совместно с ООО «Синтез-ТНП» реагента-гидрофобизатора НГ-1). Технология этого метода заключается в том, что в ПЗП производят закачку состава УНИ-4 в пропорции 1 м<sup>3</sup> состава на 1 м эффективной толщины пласта.

Действие состава УНИ-4 основан на механизме изменения природы смачиваемости поверхности каналов фильтрации. Гидрофильные каналы, содержащие воду после взаимодействия с составом УНИ-4 становятся частично гидрофобными — это приводит к возникновению дополнительных

фильтрационных сопротивлений и ограничению движения водной фазы. Вместе с этим происходит вовлечение в работу низкопроницаемых пропластков, содержащих нефть.

Технологии глушения скважин разработанными составами ЖГС не требуют использования специальных дополнительных материалов и оборудования. Основные затраты связаны с приобретением реагента-гидрофобизатора.

Работы по внедрению технологии обработки ПЗП с применением состава УНИ-4 были проведены на АО «Самотлорнефтегаз» на 54 добывающих скважинах, эксплуатируемых при помощи УЭЦН. Практически все скважины характеризовались высокими значениями скин-фактора, что свидетельствует о высокой степени загрязненности пород ПЗП. Анализ эффективности проведенной обработки оценивался по изменению коэффициента продуктивности, а также по приросту дебита нефти. Результаты расчетов показали различное изменение коэффициента продуктивности скважин по жидкости в разных пластах (по пластам 1+2А1, А2+3, Б8-произошло небольшое уменьшение коэффициента продуктивности, а по пластам 1+2Б10, 3А1-практически не изменился). Однако при анализе дебитов скважин, прослеживается тенденция уменьшения дебитов скважин по жидкости и увеличение дебитов скважин по нефти. Это является показателем того, что произошло взаимодействие состава УНИ-4 с пластовой системой в ПЗП [14].

Также опытно-промышленные работы с использованием технологии глушения скважин перед подземным ремонтом гидрофобизирующим составом УНИ-4 проведены на 24 скважинах Нижневартовского региона (Самотлорского и Мыхпайского месторождений).

Удельная технологическая эффективность глушения скважин составом УНИ-4 на одну скважино-операцию составила:

- увеличение дебита скважин по нефти в среднем на 3,5 т/сут;
- снижение обводненности продукции скважин в среднем на 9%;

- сокращение срока освоения скважины и вывода ее на рабочий режим в 1,5...2 раза;
- продолжительность эффекта до 6 месяцев [15].

Из этого можно сделать вывод, что в скважинах с высокой обводненностью (более 60%), вскрывших средне- и высокопроницаемые коллекторы, для сохранения и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП целесообразно применение гидрофобизирующих водных составов ЖГС (типа состава УНИ-4) путем их закачки в ПЗП в процессе глушения скважин.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Терпинской Виктории Вячеславовне

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

**Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:**

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий налоговый режим

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета исследования исследований	Оценка капитальных, эксплуатационных и ликвидационных затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет показателей экономической эффективности

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	К.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Терпинская В.В.		

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Коммерческая эффективность разработки Советского нефтяного месторождения оценивалась с использованием системы показателей, отражающих деятельность предприятия применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов, предусмотренных действующим законодательством в области налогообложения согласно действующим “Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (2-я редакция)” (дата актуализации 01.02.2020), а также с учетом основных положений «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» (Распоряжение МПР РФ №12-Р от 18.05.2016 г.).

### **4.1 Оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат**

Капитальные вложения на разработку Советского месторождения включают в себя затраты на строительство скважин и их обустройство, рассчитанные (в ценах на 2016 год) без учета НДС.

Расчет стоимости строительства скважин производился исходя из стоимости (на 2016 год) 1 метра проходки и средней глубины скважины. Затраты на строительство скважин представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Затраты при строительстве скважин на месторождении, тыс. руб. (без НДС) [16]

Бурение скважин и сопутствующие работы:	Стоимость 1 м., руб.	Средняя глубина, м.	ИТОГО, тыс. руб.
Наклонно-направленной	12 402	1 928	23 911
Горизонтальной	22 126	2 463	54 488
Уплотняющей горизонтальной	25 623	2 359	60 434
Многоствольной горизонтальной	24 030	3 003	72 161
Уплотняющей многоствольной горизонтальной	26 782	3 048	81 620
Пилотный ствол	10 819	400	4 328
Отбор керна	29 871	40	1 195

Продолжение таблицы 4.1

ВМР			31 267
ЗБННС			34 681
ЗБГС (в т.ч. ГС – 200 м.)			46 927
ЗБГС (в т.ч. ГС – 300 м.)			51 272
МГРП 3-х ст. на ЗБГС			4 576
МГРП 6-и ст. на ЗБГС			9 153
МГРП 5-и ст. на горизонтальных скв.			6 356
МГРП 10-и ст. на горизонтальных скв.			12 712
ГРП			3 220

Капитальные затраты определяются по следующим направлениям:  
геологоразведочные работы;

- бурение скважин;
- обустройство скважин и кустовых площадок;
- оборудование, не входящее в сметы строек;
- промысловое обустройство;
- внешняя инфраструктура;
- поддержание объектов основных средств;
- освоение природных ресурсов;
- затраты пользователя недр; применение МУН/МУГ/МУК.

Прочие капитальные вложения рассчитываются в процентном отношении, 10% к сумме затрат на нефтепромысловое строительство. Затраты на природоохранные мероприятия исчисляются как 2% от стоимости бурения и межпромыслового обустройства и 7% от общей суммы капитальных затрат на обустройство с учетом прочих затрат и без межпромыслового обустройства.

Затраты на оборудование, не входящее в сметы строек рассчитаны исходя из средней стоимости оборудования 1702 тыс. руб. на 1 новую скважину и 207 тыс. руб. на 1 скважину действующего механизированного фонда.

Затраты на капитальное строительство при разработке месторождения в динамике по годам представлены в таблице 4.2. Структура и динамика капитальных вложений представлены на рисунках 4.1 и 4.2.

Таблица 4.2 – Расчет капитальных вложений на разработку Советского месторождения, млн. руб.

Показатель	Всего	2016	2017	2018	2019	2020	2021-2149
<b>1. Программа ГРП</b>	<b>202,0</b>	-	<b>101,0</b>	<b>101,0</b>	-	-	-
1.1 Сейсоразведка 3D	202,0	-	101,0	101,0	-	-	-
<b>2. Эксплуатационное бурение</b>	<b>120 606,5</b>	<b>1 559,2</b>	<b>2 128,1</b>	<b>1 609,5</b>	<b>1 681,2</b>	<b>988,8</b>	<b>112639,7</b>
2.1 Наклонно-направленные	23,9	-	23,9	-	-	-	-
кол-во скважин, шт.	1,0	-	1,0	-	-	-	-
2.2 Горизонтальные	114 991,8	161,2	1 572,0	1 204,2	1 541,4	855,3	1765,9
кол-во скважин, шт.	171,0	3,0	14,0	14,0	20,0	14,0	1675
2.3 ЗБС	284,0	-	-	-	-	-	284
кол-во скважин, шт.	8,0	-	-	-	-	-	8
2.4 ЗБГС	4 667,9	1 398,1	395,5	265,5	-	-	2608,8
кол-во скважин, шт.	92,0	27,0	7,0	5,0	-	-	53
2.5 ГРП	638,8	-	136,7	139,8	139,8	133,5	89
кол-во, шт.	53,0	-	12,0	11,0	12,0	11,0	7
<b>3. Промышленное строительство</b>	<b>16 465,0</b>	<b>270,3</b>	<b>1 316,5</b>	<b>209,5</b>	<b>651,4</b>	<b>299,9</b>	<b>13742,9</b>
3.1 Обустройство скважин	879,8	12,2	89,2	73,0	93,2	56,8	555,4
кол-во, шт.	217,0	3,0	22,0	18,0	23,0	14,0	137
3.2 Строительство кустов	1 254,7	-	373,7	40,0	186,9	66,7	587,3
кол-во, шт.	9,0	-	5,0	-	2,0	-	2
3.2.1 Отсыпка при новом строительстве	600,6	-	333,7	-	133,5	-	133,5
кол-во, шт.	9,0	-	5,0	-	2,0	-	2
3.2.2 Доотсыпка при расширении	654,0	-	40,0	40,0	53,4	66,7	453,8
кол-во, шт.	49,0	-	3,0	3,0	4,0	5,0	34
3.3 Водоводы	3 714,2	137,0	154,3	-	50,0	15,3	3357,6
- новое строительство	143,5	-	102,1	-	8,4	-	33
протяженность, км.	21,7	-	15,5	-	1,3	-	5
- реконструкция	3 570,7	137,0	52,3	-	41,6	15,3	3324,5
протяженность, км.	540,8	20,7	7,9	-	6,3	2,3	503,5
3.4 Нефтепроводы	638,1	-	-	-	52,3	-	585,8
- реконструкция	638,1	-	-	-	52,3	-	585,8
протяженность, км.	80,4	-	-	-	6,6	-	73,8
3.5 Газопроводы	2 426,0	-	-	-	-	-	2426
- реконструкция	2 426,0	-	-	-	-	-	2426
протяженность, км.	201,6	-	-	-	-	-	201,5

Продолжение таблицы 4.2

3.6 Дороги	432,5	-	232,3	-	68,2	-	131,9
протяженность, км.	22,1	-	9,5	-	2,8	-	9,8
3.7 Площадные объекты	177,1	57,6	84,1	35,4	-	-	25,5
- УПСВ	25,5	25,5	-	-	-	-	25,5
- УПСВ (реконструкция)	60,3	1,3	23,6	35,4	-	-	-
- УПН (реконструкция)	30,8	30,8	-	-	-	-	-
- операторная (реконструкция)	60,5	-	60,5	-	-	-	-
3.8 Внеплощадные объекты	95,0	39,0	56,0	-	-	-	-
3.9 Автоматизация, телемеханика и связь	42,0	-	-	42,0	-	-	-
3.10 Прочие КВ	1 496,8	24,6	119,7	19,0	59,2	27,3	1247
<b>4. ОНСС</b>	<b>22 340,4</b>	<b>210,2</b>	<b>237,5</b>	<b>242,8</b>	<b>258,4</b>	<b>250,3</b>	<b>21141,5</b>
<b>5. Природоохранные мероприятия</b>	<b>3 564,7</b>	<b>50,1</b>	<b>134,7</b>	<b>46,9</b>	<b>79,2</b>	<b>40,8</b>	<b>3213</b>
<b>ИТОГО CAPEX</b>	<b>163 178,5</b>	<b>2 089,9</b>	<b>3 816,7</b>	<b>2 209,7</b>	<b>2 771,2</b>	<b>1 579,7</b>	<b>150711,4</b>

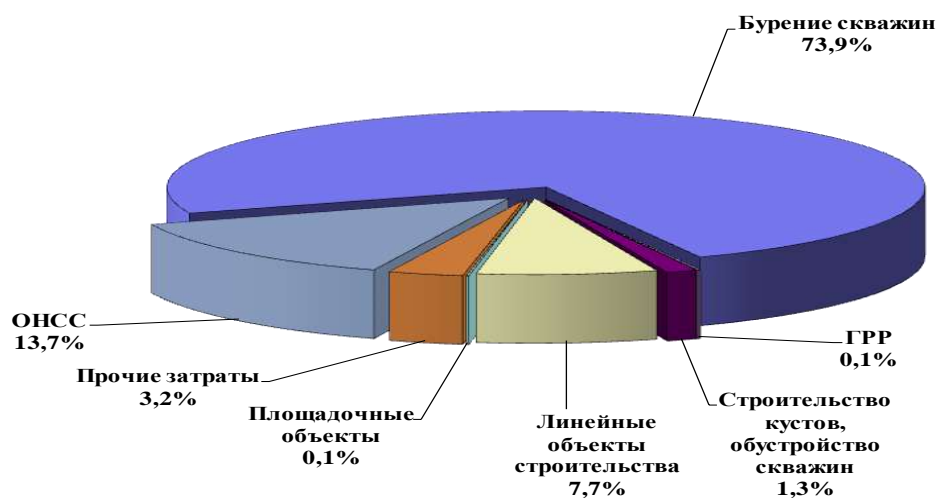


Рисунок 4.1 – Структура капитальных вложений

Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти в АО «Томскнефть» ВНК за 2015 г. сложившиеся по Советскому месторождению.



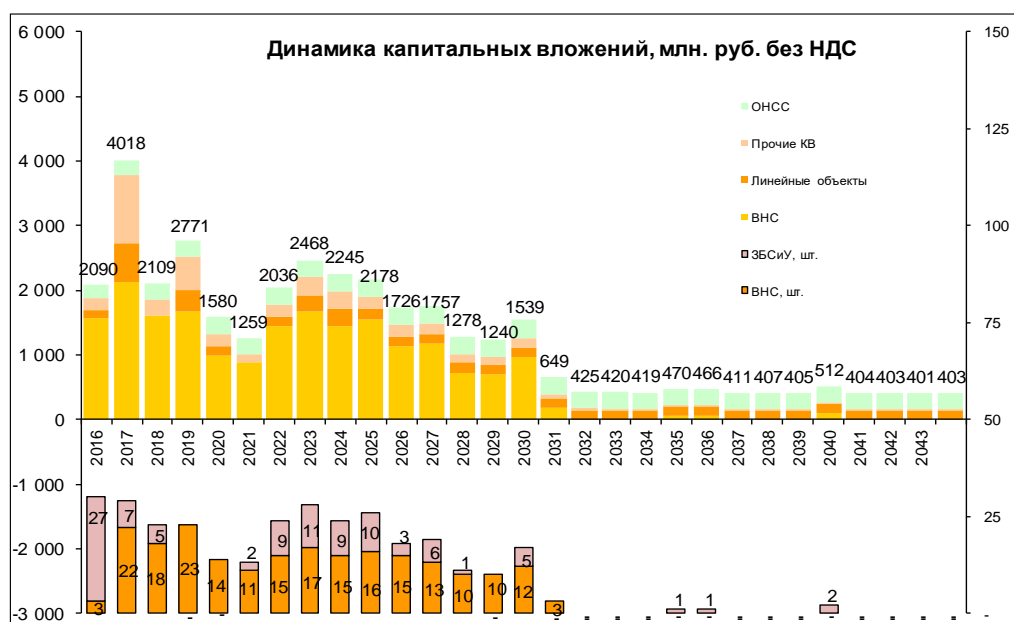


Рисунок 4.2 – Динамика капитальных вложений [16]

Себестоимость определена в разрезе следующих статей:

- электроэнергия на извлечение жидкости;
- искусственное воздействие на пласт;
- сбор и транспорт нефти и газа;
- технологическая подготовка нефти;
- расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования;
- общепроизводственные и общехозяйственные затраты;
- ГТМ на прирост добычи;
- МУН/МУГ/МУК;
- налоги и платежи, относимые на себестоимость;
- амортизационные отчисления.

Энергетические затраты по извлечению нефти рассчитаны в соответствии с прогнозным расчетом объемов механизированного подъема жидкости.

Расходы на искусственное воздействие на пласт включают затраты на электроэнергию для закачки воды и затраты на обслуживание нагнетательных скважин.

Расходы на сбор и транспорт нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости и газа и затрат по этим статьям

калькуляции.

Расходы на технологическую подготовку нефти и газа рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти и газа и затрат по этим статьям калькуляции.

Расходы на содержание и эксплуатацию скважин и оборудования определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин и включают в себя, затраты на содержание и эксплуатацию оборудования, капитальный ремонт, а также заработную плату (основную и дополнительную) промышленно-производственного персонала и соответствующие страховые взносы во внебюджетные фонды.

Общепроизводственные затраты включают в себя прочие производственные затраты на сбор и транспорт нефти и газа, на технологическую подготовку нефти, цеховые расходы и определяются в зависимости от действующего фонда нефтяных скважин.

Общехозяйственные затраты, не связанные с добычей нефти, рассчитываются в зависимости от объема добываемой нефти, так как эти затраты формируются в целом по предприятию и разносятся по месторождениям пропорционально добычи нефти месторождения.

Амортизационные отчисления рассчитаны исходя из классификации основных средств по амортизационным группам и срока полезного использования в соответствии с Федеральным законом РФ №158-ФЗ от 22 июля 2008 года «О внесении изменений в главы 21, 23, 24, 25 и 26 части второй налогового кодекса Российской Федерации и некоторые другие акты законодательства Российской Федерации о налогах и сборах».

В состав эксплуатационных затрат включены расходы на мероприятия, повышающие нефтеотдачу: ПВЛГ/ПНЛГ, доп. перфорацию, РИР, перевод под закачку, ОПЗ, ПОТ, вывод из бездействия скважин. Стоимость проводимых мероприятий по Советскому месторождению представлена в таблице 4.3.

Целевые средства для финансирования работ по завершению эксплуатации месторождения были оценены исходя из сложившегося по

каждому варианту объема капитальных затрат и существующего фонда скважин. Размер ликвидационных затрат рассчитан исходя из 20% от величины новых капитальных вложений на обустройство месторождения и 856 тыс. руб. на каждую ликвидируемую скважину. Отчисление ликвидационных затрат на скважины осуществляются по факту выбытия скважин из эксплуатации, а ликвидационные затраты на объекты обустройства отнесены на последний год разработки.

Таблица 4.3 – Стоимость мероприятий по повышению нефтеотдачи при разработке Советского месторождения [16]

Мероприятия	Стоимость, тыс. руб./опер.
ПВЛГ/ПНЛГ	1 755
Перевод под закачку	767
Вывод и б/д	1 100
Доп. перфорация	1 950
РИР	1 776
ПОТ	891
ОПЗ	1 773

Кроме традиционных статей затрат в составе эксплуатационных затрат на добычу нефти учтены также расходы на экологию, платежи и налоги, отчисляемые в бюджетные фонды (рис. 4.3).

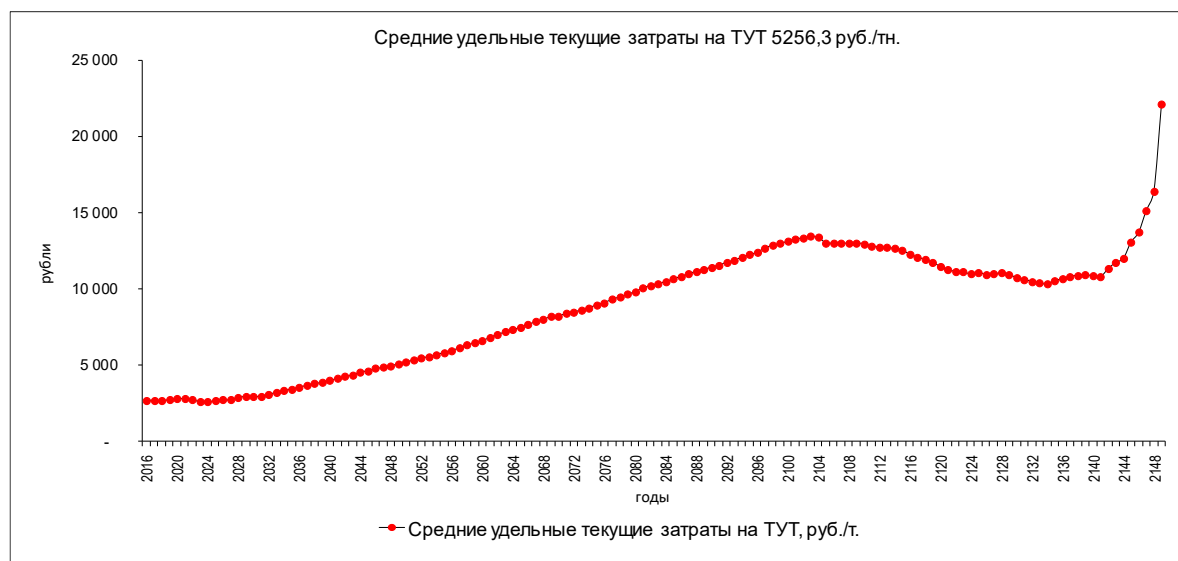


Рисунок 4.3 – Удельные текущие затраты на тонну условного топлива (ТУТ) Советского месторождения

Средние операционные затраты на ТУТ, позволяющие получать прибыль составляют 7315 руб./т, т.е. месторождение с прибылью может работать до 2064 г., дальнейшая разработка месторождения для недропользователя невыгодна. Это связано с тем, что все скважины работают до 98% обводненности при предельной рентабельной обводненности 97 % и дебите нефти 2,1 т/сут. при этом дебит по жидкости 65,6 т/сут.

## 4.2 Анализ налоговой нагрузки

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В таблице 4.4 представлен перечень налогов и платежей, включенных в экономическую оценку вариантов разработки. Также в таблице 4.5 представлено распределение налогов в федеральный, областной и местный бюджеты.

Таблица 4.4 – Основные налоги Российской Федерации для нефтегазодобывающих предприятий (Налоговый кодекс Российской Федерации)

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
<b>Налоги, относимые на себестоимость</b>	
1. Налог на добычу полезных ископаемых (льгота по выработанности запасов с 2025г.)	<p>Расчетная ставка:  Нефть 2016 г. – 7208 руб. за тонну;  2017 г. – 7730 руб. за тонну;  Налоговая ставка 857 – 2016 г., 919 – 2017 г. умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – К<sub>ц</sub>. Полученное произведение уменьшается на величину показателя Д<sub>м</sub>, характеризующего особенности добычи нефти.</p> $К_{ц} = (Ц - 15) * P / 261, \text{ где}$ <p>Ц – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель;  Р – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ;  <math>Д_{м} = K_{ндпи} * K_{ц} * (1 - K_{в} * K_{з} * K_{д} * K_{дв} * K_{кан})</math>, где  К<sub>ндпи</sub> равно 559 – с 1 января по 31 декабря 2016 г.  <math>K_{в} = 3,8 - 3,5 * N / V</math>, где  N – сумма накопленной добычи нефти на конкретном участке недр (включая потери при добыче) по данным государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;  V – начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий категорий на 1 января 2006 года и накопленной добычи с начала разработки конкретного участка недр в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых на 1 января 2006 года.  В случае, если степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент К<sub>в</sub> принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент К<sub>в</sub> принимается равным 0,3;</p>

## Продолжение таблицы 4.4

	<p>В случае, если величина начальных извлекаемых запасов нефти (<math>V_3</math>) по конкретному участку недр меньше 5 млн. тонн и степень выработанности запасов (<math>C_{вз}</math>) конкретного участка недр, меньше или равна 0,05, коэффициент <math>K_3</math> рассчитывается по формуле:</p> $K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375$ <p>Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (<math>K_d</math>), принимается:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более <math>2 \cdot 10^{-3}</math> мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;</li> <li>2) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более <math>2 \cdot 10^{-3}</math> мкм<sup>2</sup> и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;</li> <li>3) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;</li> <li>4) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам, указанным в подпунктах 1 - 3.</li> </ol> <p>Коэффициент <math>K_d</math> в размере, установленном подпунктами 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1.</p> <p>Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов <math>K_d</math> и <math>K_{дв}</math> рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода</p> <p>В случае, если значение коэффициента <math>K_d</math> для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент <math>K_{дв}</math> рассчитывается по формуле:</p> $K_{дв} = 3,8 - 3,5 \cdot N_{дв} / V_{дв}$ <p>где <math>N_{дв}</math> - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p><math>V_{дв}</math> - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>В случае, если значение коэффициента <math>K_d</math> для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент <math>K_{дв}</math> принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент <math>K_v</math> принимается равным 0,3;</p> <p>Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти (<math>K_{кан}</math>), принимается равным 1. В отношении нефти вязкостью более 200 мПа·с и менее 10 000 мПа·с (в пластовых условиях), а также нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском морях и некоторых других участках недр, коэффициент <math>K_{кан}</math> принимается равным 0 при соблюдении определенных условий.</p>
2. Страховые взносы	Всего 2016-2018 гг. – 30 %. С 2019 г. – 34 % от начисленной суммы ФОТ, в том числе:
- пенсионный фонд	2016-2018 гг. – 22 %, с 2019г. – 26 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 796 тыс. руб./чел. в год)
- фонд социального страхования	2,9 % от начисленной суммы фонда оплаты труда (но не более 718 тыс. руб./чел. в год)
- фонд медицинского страхования	5,1 % от начисленной суммы фонда оплаты труда
3. Страхование от несчастного случая	0,5 % от начисленной суммы фонда оплаты труда

#### Продолжение таблицы 4.4

4. Прочие налоги	Взяты по фактическим данным ОАО «Томскнефть» ВНК за 2015 год по Советскому месторождению и составляют 755 тыс. руб.
<b>Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат</b>	
1. Налог на добавленную стоимость	18 % от добавленной стоимости, определяемой как разница между стоимостью реализованной продукции и стоимостью материальных затрат, отнесенных на издержки. В случае использования в расчете затрат без НДС, базой начисления налога будет выручка от реализации продукции.
2. Налог на имущество предприятий	2,2 % от стоимости основных фондов.
3. Экспортная пошлина	2016г. – 6642 руб. за тонну, 2017г. – 5253 руб. за тонну, (при сложившейся за предшествующий месяц средней ценой нефти сырой марки «Юралс» в долларах США за тонну менее 109,5 доллара США – 0 %, при превышении за предшествующий месяц сложившейся средней цены нефти сырой марки «Юралс» 109,5 доллара США за тонну, но не более 146 долларов США за тонну (включительно) – 35 % от разницы; свыше 146, но не более 182,5 доллара США (включительно) – в размере 12,78 доллара за тонну и 45 % от разницы, свыше 182,5 доллара США – 29,2 доллара за тонну и 2016г. – 42% от разницы, 2017г. – 30%).
4. Налог на прибыль	20% от балансовой прибыли, остающейся от выручки после компенсации эксплуатационных затрат и выплаты всех налогов.

Таблица 4.5 – Распределение налогов в федеральный, областной и местный бюджеты

Наименование налога	Ставка налога	Распределение суммы налога по бюджетам, %		
		федеральный	областной	местный
Налог на добычу полезных ископаемых (нефть)	12505,1 руб./т;	100	-	-
Страховые взносы	30 %	91,2	8,8	-
Страхование от несчастного случая	0,5 %	92,3	7,7	-
Налог на добавленную стоимость (НДС)	20 %	100	-	-
Экспортная пошлина	3830,92 руб./т	100	-	-
Налог на имущество предприятий	2,2 %	-	100	-
Плата за землю	по фактическим данным заказчика	-	-	100
Налог на прибыль	20 %	10 (2/20)	90 (18/20)	-

#### Заключение

В ходе работы были рассмотрены экономические показатели и проведена оценка капитальных вложений, эксплуатационных и ликвидационных затрат.

Основные затраты капитального строительства на предприятии по месторождению составляет бурение новых скважин, большой объем которых

будут составлять горизонтальные скважины. Динамика капитальных вложений показывает тенденцию к падению размера вложений вплоть до 2043 года. Затраты на геологоразведочные работы прекращаются уже в 2019 году, дальнейшие капитальные затраты идут на расширение инфраструктуры месторождения и фонда скважин.

АО «Томскнефть» ВНК вносит большой вклад в государственный бюджет за счет выплаты объема налогов, помимо этого и в областной бюджет распределяется значительная доля налогов, выплачиваемых предприятием.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Терпинская Виктория Вячеславовна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин при высокой обводненности на Советском нефтяном месторождении (Томская область)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: механизированный фонд скважин.</p> <p>Область применения: добыча нефти и газа на территории Советского нефтяного месторождения, расположенного в Томской области.</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования</li> <li>– ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов</li> <li>– Положение АО «Томскнефть» ВНК о Правилах внутреннего трудового распорядка № П2-03 Р-0015 ЮЛ-098</li> </ul>
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенный уровень шума и вибрации;</li> <li>– Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;</li> <li>– Отсутствие или неудовлетворительное освещение.</li> </ul> <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Поражение электрическим током;</li> <li>– Давление в системах работающих механизмов.</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>В работе рассмотрены средства защиты окружающей среды по следующим направлениям:</p> <p>1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</p>



	<p>2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы технических жидкостей);</p> <p>3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация отходов).</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Наиболее опасными ЧС являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– выбросы пластового флюида;</li> <li>– возникновение пожаров;</li> <li>– обрушение производственных помещений;</li> <li>– транспортные аварии.</li> </ul> <p>Типичные ЧС: антропогенные ЧС локального характера (халатность, неосторожность персонала предприятия).</p> <p>Наиболее вероятные ЧС: пожары.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Терпинская Виктория Вячеславовна		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

### **Введение**

Целью работы является анализ работы механизированного фонда скважин Советского месторождения. Это означает, что предусматриваются работы на устье скважин. При неправильной организации труда, несоблюдении техники безопасности возможны следующие опасности: механические травмы, поражение электрическим током, взрывы, пожары. Помимо этого, Советское месторождение расположено на территории, приравненной к районам крайнего севера, что в свою очередь предполагает работу в экстремальных природно-климатических условиях.

Среди вредных и опасных производственных факторов: опасность механических травм при производстве работ, поражение электрическим током, возможное воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, плохое освещение, шум, вибрация, концентрация вредных веществ.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [17] для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера - 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам крайнего севера - 16 календарных дней.

Также, согласно положение АО «Томскнефть» ВНК о Правилах внутреннего трудового распорядка № П2-03 Р-0015 ЮЛ-098 [18], в основные обязанности работников входит не допускать распространения и разглашения коммерческой тайны и иной, охраняемой законом, тайны и другой конфиденциальной информации, в том числе персональных данных других работников, ставшей известной в процессе работы, содержащейся на любых (бумажных, электронных и пр.) носителях (Федеральный закон от 29.07.2004 №98-ФЗ «О коммерческой тайне» [19], Федеральный закон от 27.07.2006 №152-ФЗ «О персональных данных» [20] и др.).

В соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 [21] эргономика рабочего места на кустовых площадках обеспечивает оптимальное их использование. Вентили и краны находятся в досягаемости, в противном случае должны быть установлены площадки для подъема до элементов управления. Все элементы конструкций, взаимодействующих с человеком заземлены или жестко закреплены, помимо этого для обеспечения безопасности рабочие должны надевать спецодежду, защитные очки, каску, перчатки и др.

## 5.2 Производственная безопасность

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации механизированного фонда скважин

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Осмотр	Эксплуатация	Ремонт	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [22] ГН 2.2.5.3532-18 [23]

Продолжение таблицы 5.1

2. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	+	+	+	СП 52.13330.2016 [24]
3. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ [25] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [26]
4. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [27]
5. Давление в системах работающих механизмов	+	+	+	Ростехнадзора П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года) [28]

*Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны*

Источниками загазованности на нефтепромысле являются АГЗУ, эксплуатационные скважины, производственные помещения. Запыленность воздуха возникает в складских и производственных помещениях, в процессе подготовки бурового раствора и во время работ различного характера, проводимых на фонде скважин.

Длительное воздействие запыленности и загазованности, превышающих допустимые значения, может привести к профессиональным заболеваниям, а значительное превышение допустимых значений приводит и к острым отравлениям. Вдыхание пыли окислов металлов может привести к гнойничковым заболеваниям кожного покрова.

ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи с помощью углекислого газа [23]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2-ой класс опасности);
- Углеводороды C1 - C 10 – 300 мг/м<sup>3</sup>;
- ПДК углекислого газа 9000 мг/м<sup>3</sup> (4-ой класс опасности).

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

#### *Производственное освещение*

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного

аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [24].

#### *Повышенный уровень шума и вибрации*

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта.

В процессе закачки рабочего агента в пласт основными источниками шума являются насосные и компрессорные установки, двигатели внутреннего сгорания.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 [25] могут быть: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски.

Так же защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматики, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 [26] могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи,

кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

#### *Поражение электрическим током*

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа [27].

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1. Перчатки. Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.
2. Обувь. Галоши и ботинки предназначены для защиты от земного и шагового напряжений.
3. Подставки. Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75\*0,75 м.
4. Указатели. Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 В.
5. Щиты. Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.

### *Давление в системах работающих механизмов*

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица, достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, КИП, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств [28].

## **5.3 Экологическая безопасность**

Охрана недр и окружающей среды и рациональное использование ее ресурсов относится к актуальным проблемам современности. От успехов в решении этих проблем во многом зависит успешное развитие экономики и благосостояния нашего и будущего поколения.

В процессе работы УЭЦН и ШГН возможно выделение в окружающую среду скважинной жидкости (газоводонефтной эмульсии). Пропуски в фонтанной арматуре через фланцевые соединения, кабельный ввод, фланцевые соединения выкидного коллектора. В настоящее время существует выбор различных методов по снижению и предотвращению нефтяных загрязнений окружающей среды.

### **5.3.1 Мероприятия по охране атмосферы**

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.



Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- выполнение сварных швов, исключающих в них возможные микротрещины;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

### **5.3.2 Мероприятия по охране гидросферы**

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;

- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

### **5.3.3 Мероприятия по охране литосферы**

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;
- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;
- установка бордюров для бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;
- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещение нелегальной охоты на территории месторождения;
- рекультивация нарушенных земель.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

В наших суровых природно-климатических условиях в системе добычи нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

а) природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже  $-40^{\circ}\text{C}$ ), метели и снежные заносы.

б) техногенного характера: пожары, разливы нефти, отключение электроэнергии и др.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Несмотря на то, что на предприятии АО «Томскнефть» ВНК травмы, связанные с неосторожностью и пренебрежением безопасностью, являются наиболее частыми, на нефтепромысле в связи с работой с легковоспламеняющимися жидкостями и газами наиболее вероятной ЧС является пожар.

##### *Пожарная безопасность*

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны

обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми [29].

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

Для контроля, за состоянием пожарных средств и сигнализации, а также для обеспечения их нормальной работы, руководитель объекта назначает ответственное лицо из числа инженерно-технического персонала объекта.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:  
багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;

- топоры пожарные: ПП- пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И - индивидуальные;
- лестницы пожарные.

## **Заключение**

В работе приведены основные источники опасного и вредного воздействия на человека. Также в работе уделено внимание охране природы, приведены мероприятия, позволяющие снизить негативное воздействие на окружающую среду.

Работы на кустовой площадке являются потенциальным источником нанесения вреда жизни и здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходим контроль за источниками негативного воздействия, соблюдение основных правил, использование защитной амуниции. Также все сотрудники должны знать правила безопасности и поведения в ЧС, на кустовых площадках должны присутствовать люди, отвечающие за безопасность.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из проделанной работы, можно сделать ряд выводов.

По состоянию на 01.01.2016 в эксплуатационный фонд скважин Советского нефтяного месторождения входит 884 скважины. К 2030 году численность фонда станет максимальной и будет составлять 943 единицы. Основным механизированным способом эксплуатации на месторождении является эксплуатация установкой ЭЦН, так как установка является наиболее производительной и надежной (параметры СНО установки составляют 639 суток и МРП – 901 сутки). Также в фонд входят помимо ЭЦН установки ШГН и зарекомендовавшие себя в ходе ранее проведенных ОПИ – установки ШВН и ЭДН.

Анализ преждевременных отказов УЭЦН на скважинах показывает, что наиболее часто установки выходят из строя за счет засорения ЭЦН механическими примесями, а также вследствие «полета» НКТ и брака обслуживания. Значительную долю составляют неkomиссионные отказы, свидетельствующие о наработке оборудования больше гарантированного срока службы.

Для предотвращения преждевременных отказов установок по причине засорения механическими примесями предлагается применять на установках обработку ПЗП составом УНИ-4. Это позволит снизить вынос пластовой воды, а значит и значительного количество механических примесей, что позволит:

- уменьшить количество отказов,
- обеспечить стабильную работу установок ЭЦН (т.е. увеличить период СНО),
- за счет гидрофобизации каналов в пласте увеличить дебит нефти, что в дальнейшем при успешном применении, может устранить отставание месторождения по проектным показателям КИН (при условии грамотной эксплуатации остального необходимого фонда скважин.

Также в работе приведены рекомендации по работе с осложненным фондом (солеотложение, асфальтосмолопарафиновые отложения, механические примеси, коррозионная и эрозионная агрессивность) для более эффективной работы фонда скважин. Следуя рекомендациям, также можно оптимизировать работу фонда скважин для его повышения эффективности его эксплуатации.

Для инженерного расчета УЭЦН была подобрана работающая скважина-кандидат №311 Советского нефтяного месторождения, для которой характерны значительные отклонения в сторону уменьшения по суточному дебиту жидкости на установке (0215)ЭЦНИАКИ5-80, высокая обводненность и скин-фактор. В результате расчета выяснилось, что действующая установка не подходит и используется неэффективно, и подобран оптимальный вариант УЭЦН – 225(226)ЭЦНАКИ5-60 в сборке Е. Таким образом, при подборе подходящей для условий скважины установки, можно достигнуть более эффективной эксплуатации. Также такой процедуре необходимо подвергать скважины остального действующего механизированного фонда, и помимо этого проводить оптимизацию установок (путем внедрения специального оборудования) и непосредственно эксплуатации скважин (обработка составами различной направленности) на основании осложнений при их эксплуатации.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Советского Нефтяного Месторождения ХМАО-Югра и Томской области. Том I, книга 1, глава 2 «Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов» / АО «Томскнефть» ВНК, АО «ТомскНИПИнефть». Томск, 2016.
2. Дополнение к технологическому проекту разработки Советского Нефтяного Месторождения ХМАО-Югра и Томской области. Том I, книга 7, глава 10 «Техника и технология добычи УВС» / АО «Томскнефть» ВНК, АО «ТомскНИПИнефть». Томск, 2016.
3. Ли Д. Ф., Роулан Л. Выбор механизированного способа эксплуатации // Российские нефтегазовые технологии ROGTEC. – 2008. – №. 12. – С. 44.
4. Техническая библиотека. Портал «Neftegaz.RU» [электронный ресурс]. URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142297-obvodnennost-skvazhin/> (дата обращения 10.05.2020)
5. Технологическая инструкция АО "Томскнефть" ВНК "Проведение процессов по удалению и предотвращению солеотложений на объектах АО "Томскнефть" ВНК № 16-ТН-СТП-С08-01 от 27.12.2007
6. Стандарт АО "Томскнефть" ВНК "Регламент на проведение очистки НКТ от АСПО механическими скребками № 16-ТН-СТП-С10-03 от 27.11.2007
7. Муллаев Б.Т. Месторождение Узень. Проблемы и решения. Том 1. / Б.Т. Муллаев, А.Ж. Абитова, О.Б. Саенко, Б.Ж. Туркпенбаева, 2016. 425 с.
8. Клещенко И.И. Теория и практика ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах: Учебное пособие / И.И Клещенко, Г.П. Зозуля, А.К. Ягафаров. ТюмГНГУ, 2010. 344 с.
9. Камалетдинов Р.С. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика, 2010. № 02. С. 6–13.

10. Незасорная эксплуатация: Борьба с механическими примесями при механизированной добыче нефти // Редакция журнала «Инженерная практика». Инженерная практика, 2010. № 4. С. 44–55
11. Куличенко Павел Сергеевич Причины и профилактика выноса механических примесей в скважину при добыче нефти // Научный журнал. 2018. №10 (33). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/prichiny-i-profilaktika-vynosa-mehanicheskikh-primesei-v-skvazhinu-pri-dobyche-nefti> (дата обращения: 10.05.2020)
12. Внутренняя коррозия трубопроводов – причины, механизм и способы защиты. OilLoot.RU – Все о добычи нефти и газа [электронный ресурс]. URL: <http://oilloom.ru/84-oborudovanie-truby-materialy-dlya-nefti-i-gaza/446-vnutrennyaya-korroziya-truboprovodov-prichiny-mekhanizm-i-sposoby-zashchity> (дата обращения: 10.05.2020)
13. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. Часть 1. М.: Нефть и газ, 2002. -768 с.
14. Зейгман Ю. В., Колонских А. В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений //Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2005. – №. 2.
15. Рогачев М. К., Мардашов Д. В., Стрижнев К. В. Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте //Записки Горного института. – 2007. – Т. 173.
16. Дополнение к технологическому проекту разработки Советского Нефтяного Месторождения ХМАО-Югра и Томской области. Том I, книга 7, глава 7 «Экономическая оценка вариантов разработки» / АО «Томскнефть» ВНК, АО «ТомскНИПИнефть». Томск, 2016.
17. ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов.
18. Положение АО «Томскнефть» ВНК о Правилах внутреннего трудового распорядка № П2-03 Р-0015 ЮЛ-098.



19. Федеральный закон от 29.07.2004 №98-ФЗ «О коммерческой тайне».
20. Федеральный закон от 27.07.2006 №152-ФЗ «О персональных данных».
21. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
22. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
23. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
24. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.
25. ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний
26. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация
27. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
28. Ростехнадзор П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года).
29. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

## Рецензия

### на бакалаврскую работу

Студент	<i>Терпинской Виктории Вячеславовны</i>
Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль	«Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
-----------------	------------------------------

<b>Тема работы</b>
<b>Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин при высокой обводненности на Советском нефтяном месторождении (Томская область)</b>

Представленная на рецензию работа содержит пояснительную записку на 105 страницах. Работа выполнена в соответствии с заданием и в полном объеме.

Рецензируемая работа содержит 5 глав.

В первой главе рассмотрены:
Общие сведения о месторождении, его стратиграфия и тектоника, характеристики нефтегазоносности и коллекторских свойств эксплуатационных объектов, а также физико-химические свойства и состав пластовых флюидов.

Во 2 главе представлен:
Анализ геолого-технических условий месторождения и эффективности эксплуатации механизированного фонда. Приведено технико-экономическое обоснование выбора рекомендуемых способов эксплуатации скважин, а именно эксплуатация УЭЦН.

В 3 главе представлен:
Анализ отказов механизированного фонда и причины осложнений при эксплуатации. Также приведен инженерный расчет по подбору установки ЭЦН и предложение по оптимизации работы скважин, путем внедрения гидрофобизирующего состава.

В 4 главе представлена:
Оценка капитальных вложений и эксплуатационных затрат, а также проведен анализ налоговой нагрузки на предприятие.

В 5 главе рассмотрена:
Производственная безопасность при эксплуатации механизированного фонда скважин. Проанализированы вредные и опасные производственные факторы и приведено обоснование мероприятий по их устранению. Рассмотрена экологическая безопасность. Представлены меры по предотвращению чрезвычайных ситуаций. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Оценка работы рецензентом в целом:
Рецензируемая выпускная квалификационная работа выполнена на основе промысловых материалов. В целом работа выполнена на актуальную тему, приведено подробное описание основных элементов исследуемого объекта. В работе проведен сравнительный анализ различных способов механизированной эксплуатации скважин. Приведено обоснование выбранного способа добычи продукции. Автор работы изучил эффективность работы скважинного оборудования, применяемого на Советском нефтяном месторождении. Работа выполнена в соответствии с заданием, анализ

технической литературы проделан на высоком уровне. В ходе выполнения работы автором продемонстрировано полное понимание технологии работы изучаемого объекта. Степень проработки автором вопросов задания – высокая. Недостатком является отсутствие в работе научно-исследовательских материалов, связанных с объектом исследования.

Выполненная работа может быть признана законченной квалификационной работой, соответствующей всем требованиям, а ее автор,

*Терпинская Виктория Вячеславовна*

заслуживает оценки:

*отлично*

и присуждения степени бакалавра по:

направлению

21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Зам.начальника ЦДНГ-2

А.С. Иванов

« 19 » 05 2020 г.

АО «ТОМСКНЕФТЬ»  
ВНК ЦДНГ-2  
СОВЕТСКО-СОСНИНСКОЕ М/Р

